

Fact Book 2016



Missione

Siamo un'impresa dell'energia.

Lavoriamo per costruire un futuro

in cui tutti possano accedere

alle risorse energetiche

in maniera efficiente e sostenibile.

Fondiamo il nostro lavoro

sulla passione e l'innovazione.

Sulla forza e lo sviluppo

delle nostre competenze.

Sul valore della persona,

riconoscendo la diversità come risorsa.

Crediamo nella partnership

di lungo termine con i Paesi

e le comunità che ci ospitano.

Fact Book 2016



Fact Book 2016

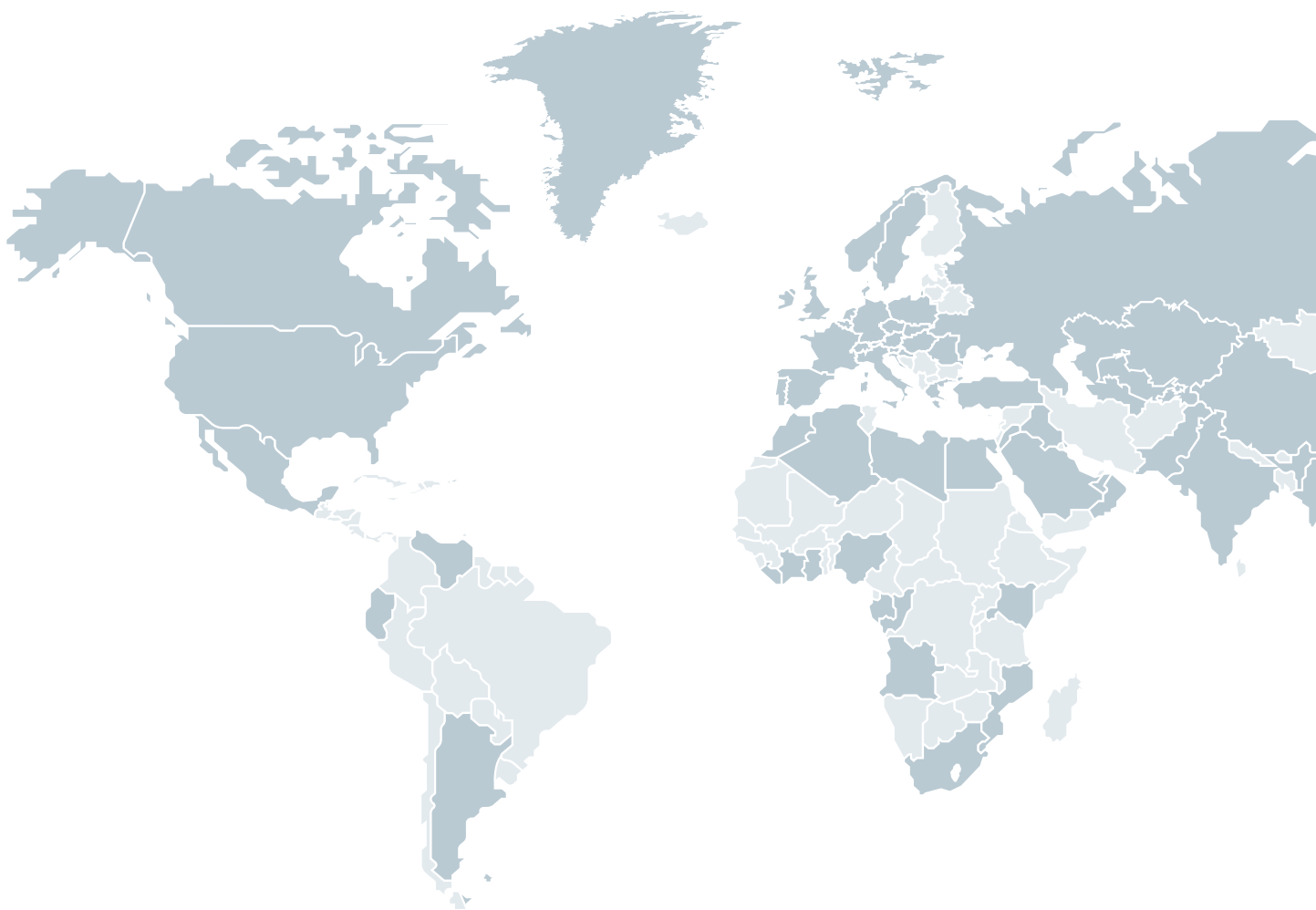
| | |
|---------------|--|
| 4 | Eni in sintesi |
| 6 | Performance e strategia |
| 8 | Principali dati |
| 12 | Exploration & Production |
| 39 | Gas & Power |
| 47 | Refining & Marketing e Chimica |
| Tavole | |
| 60 | Dati Economico-Finanziari |
| 72 | Personale |
| 73 | Informazioni supplementari sulle attività Oil & Gas |
| 93 | Dati infrannuali |

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 rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Eni in sintesi

Eni è un'impresa dell'energia, attiva in 73 Paesi con 33.536 dipendenti. È attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakhstan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 44 Paesi¹.

Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading. Le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long-term, da un parco di centrali elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading.



Eni vanta un solido posizionamento competitivo grazie alle competenze e ai successi dell'esplorazione, all'elevata incidenza delle riserve gas, alla riduzione del full-cycle cost del barile prodotto compatibile con scenari depressi, alla sostenibilità dei business mid e downstream e, nel lungo termine, alla possibilità di crescere nelle rinnovabili grazie alle sinergie con gli asset industriali Eni che favoriranno l'evoluzione del business model verso uno scenario low carbon.

[1] Per il dettaglio dei Paesi di presenza di Eni nel mondo, visita la pagina dedicata nella sezione "Azienda" su eni.com.

Business Mid-Downstream

€2,2 mld

di generazione di cassa

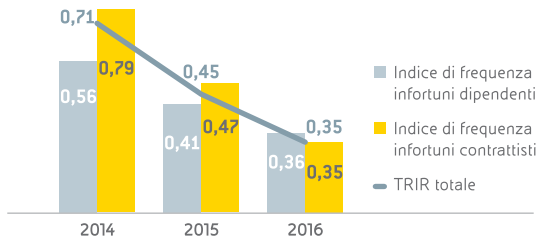
3,4 mld boe

di risorse scoperte nel triennio 2014-2016

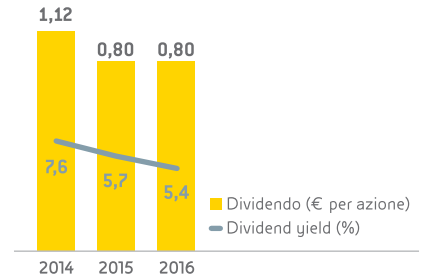


TRIR - Indice di frequenza infortuni totali registrabili

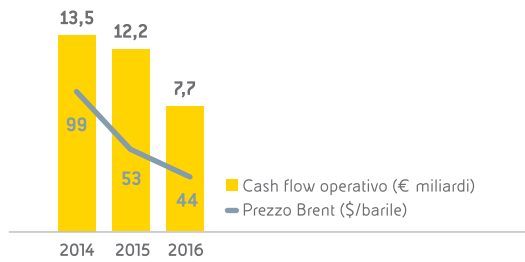
(infortuni registrabili/ore lavorate) x1.000.000



Dividendo e dividend yield

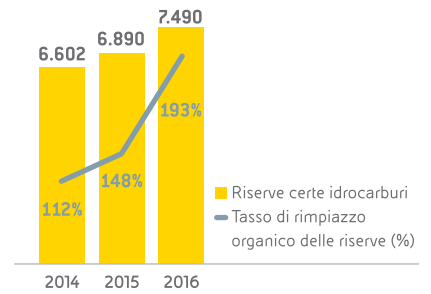


Cash flow operativo



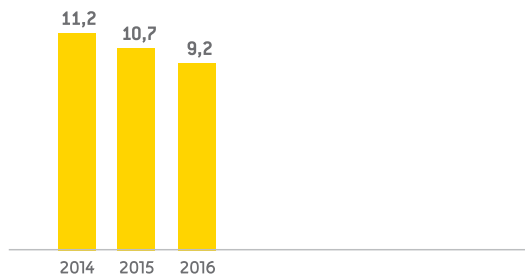
Riserve certe

(milioni di boe)



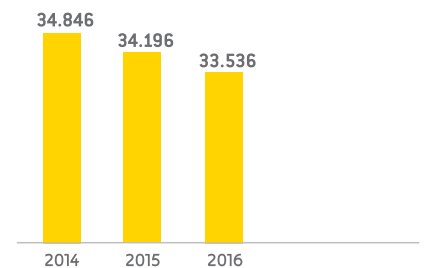
Investimenti tecnici

(€ miliardi)



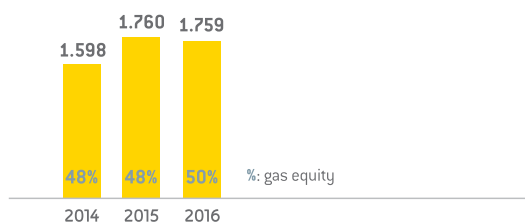
Dipendenti in servizio a fine periodo

(numero)



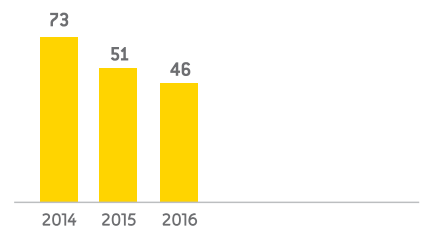
Produzione di idrocarburi

(migliaia di boe/giorno)



Capex cash neutrality

(\$/barile)



Eni unica major a ridurre il leverage nel periodo 2014-2016 a

0,24

Performance e strategia

Con il 2016 si chiude un triennio durante il quale Eni ha completato un processo di profondo cambiamento che ha consentito di affrontare un contesto tra i più difficili nella storia dell'industria Oil & Gas, rilanciando le prospettive di crescita e preservando la solidità patrimoniale del Gruppo. Le prospettive di crescita sono basate sugli importanti risultati che abbiamo ottenuto: la produzione di 1,759 milioni di boe/giorno, il rimpiazzo record delle riserve certe, una serie importante di nuovi progetti a elevato valore che contribuiranno alla crescita del 4,5% della produzione 2017 e l'avanzata ristrutturazione dei business mid-downstream. È stata nel contempo preservata la solidità patrimoniale, mantenendo il debito ed il leverage a livelli di assoluta sostenibilità. In particolare Eni è stata l'unica major a ridurre il leverage nel periodo 2014-2016. Per il futuro la politica di remunerazione è confermata crescente in funzione dell'atteso miglioramento dello scenario e degli utili.



Esplorazione

Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione: scoperte risorse per 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di 0,6 \$/boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano quindi a 3,4 miliardi di boe per un costo unitario di 1 \$/boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove promettenti licenze. Ceduto il 40% di Zohr, confermando la validità del "dual exploration model".



Ottimizzazione capex

Migliorate le prospettive di crescita organica della produzione per i prossimi 4 anni pur avendo ridotto del 19% i capex 2016 vs. 2015.



Efficienza E&P

Oltre le aspettative: costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe rispetto a 7,2 \$/boe nel 2015.



Dismissioni

Dismissioni nell'anno per €2,6 miliardi, pari a circa il 40% dell'obiettivo annunciato nel marzo 2016 per gli anni 2016-2019 (€7 miliardi).



Cash flow

Flusso di cassa operativo normalizzato ad anno intero pari a €8,3 miliardi in grado di autofinanziare oltre il 90% dei capex 2016 ridotti da €9,2 miliardi a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione di Zohr (€0,5 miliardi). I business mid e downstream hanno ottenuto una generazione di cassa positiva.

Strategia

Dall'inizio del downturn petrolifero nel 2014, la strategia Eni è stata rifondata su tre pilastri: un'esplorazione di successo caratterizzata da bassi costi unitari ed un rapido time-to-market, la gestione dei successi esplorativi secondo "il dual exploration model" che con la cessione di quote di questi successi anticipa la trasformazione delle risorse minerarie in flussi finanziari conciliando crescita organica e solidità patrimoniale, un focus continuo sul profilo dei costi con l'obiettivo di adattare il modello di business ad un mercato caratterizzato da bassi prezzi dell'energia sia nell'upstream, sia nel downstream. Nel prossimo quadriennio l'obiettivo primario della strategia di crescita di Eni sarà la costruzione di un portafoglio ad alto margine di cassa, perseguito attraverso le seguenti leve:

- l'ampliamento del portafoglio tramite l'esplorazione ad alto impatto su bacini convenzionali, prossimi ad aree già sviluppate e ai mercati di sbocco;
- lo sviluppo di progetti con l'approccio design-to-cost e modulare, al fine di accelerare l'avvio delle produzioni e la riduzione dell'esposizione finanziaria;
- la massimizzazione del valore attraverso l'integrazione del portafoglio con le attività di marketing del gas (con un crescente ruolo del GNL), il miglioramento dei business mid-downstream, e la gestione "attiva" del portafoglio fondata sul Dual Exploration Model.

Progetti E&P



Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik - Indonesia, OCTP oil - Ghana e Zohr - Egitto). Il progetto East Hub in Angola è già stato avviato lo scorso febbraio con 5 mesi di anticipo rispetto alle previsioni. Questi progetti, unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla crescita della generazione di cassa 2017 e anni successivi. In tre anni ridotto in misura significativa il break-even del portafoglio progetti grazie alla strategia esplorativa, guidata dall'obiettivo di ottimizzazione dei costi nel convertire le risorse in produzioni, all'efficacia del modello di sviluppo e alla riduzione dei costi operativi.

Nooros



La produzione del progetto Nooros in Egitto ha raggiunto 85,5 mila boe/giorno in quota Eni, risultato record conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta avvenuta a luglio 2015 e in anticipo rispetto alle previsioni. Con la perforazione di ulteriori pozzi di sviluppo, si prevede che il campo possa raggiungere la capacità produttiva massima di circa 160 mila boe/giorno nel corso del 2017. Nooros è un importante successo della strategia esplorativa near-field di Eni, finalizzata all'incremento della base riserve in prossimità di infrastrutture esistenti.

Mozambico



Prima fase dello sviluppo di Coral approvata da parte delle autorità del Mozambico per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas. I partner dell'Area 4 (Eni East Africa, joint operation tra Eni e CNPC, Galp, Kogas e ENH) e BP hanno firmato l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori.

Sicurezza delle persone



Nel 2016 è stata avviata la nuova fase del programma di comunicazione e formazione "Eni in Safety" con l'obiettivo di diffondere a tutti i livelli aziendali le lesson learnt connesse a near miss ed incidenti. L'iniziativa e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di registrare una riduzione del 21% del total recordable injury rate della forza lavoro (-11% per i dipendenti e -25% per i contrattisti), confermando il trend di miglioramento degli ultimi anni.

Emissioni GHG



Le emissioni di GHG del 2016 sono diminuite del 3,5% rispetto al 2015 grazie alle minori emissioni da combustione (-0,9 milioni di tonnellate), al contenimento delle emissioni di metano (-0,3 milioni di tonnellate) conseguito grazie alle campagne sulle emissioni fuggitive e ai progetti di efficienza energetica. L'indice di emissione rispetto alla produzione del settore upstream è migliorato del 9%.

Oil spill operativi



I barili sversati a seguito di oil spill operativi (maggiori di un barile), riconducibili per l'88% al settore E&P, sono diminuiti del 29% rispetto al 2015; il settore R&M e Chimica evidenzia un significativo miglioramento (-69%, 134 barili sversati rispetto a 427 del 2015). In Nigeria è in corso un piano di sostituzione dei gusci posizionati sui fori da effrazioni che costituiscono un potenziale punto debole.

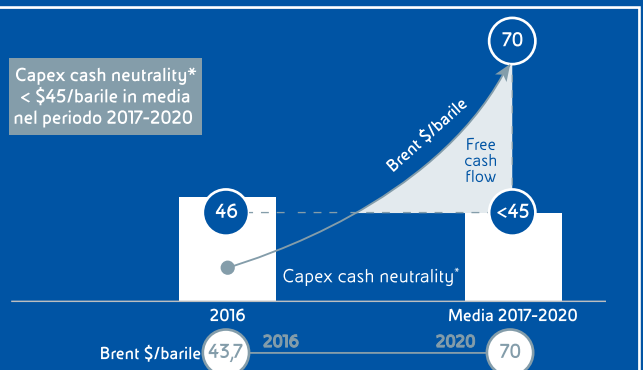
Energie rinnovabili



Definiti progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia e nei Paesi di presenza. Il "Progetto Italia" ha come obiettivo la realizzazione di progetti nell'ambito delle rinnovabili (produzione di energia da destinare prevalentemente all'autoconsumo) utilizzando aree industriali di proprietà per una capacità complessiva prevista di circa 220 MWp. All'estero, Eni ha siglato accordi per lo sviluppo di nuovi progetti per la produzione di energia rinnovabile prevalentemente da fotovoltaico in Algeria, Tunisia e Ghana.

Migliore posizionamento per la crescita

| 2017-2020 targets | Upstream |
|-------------------|--|
| | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Produzione: +3% in media nel triennio ➤ Successi esplorativi: 2-3 mld boe |
| Mid-downstream | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Break-even strutturale dal 2017 ➤ Margine di break-even della raffinazione: 3 \$/barile entro il 2018 |
| Gruppo | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Piano investimenti vs. piano precedente: -8% ➤ Break-even dei nuovi progetti: circa 30\$/barile ➤ Programma dismissioni di asset: circa €5-7 mld ➤ Flusso di cassa netto da attività operativa: €47 mld nel quadriennio |



(*) Copertura degli investimenti tecnici con la cassa operativa.

Principali dati

| Principali dati economico-finanziari ^(*) (**) | (€ milioni) | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|---------|----------|--------|---------|----------------|
| Ricavi della gestione caratteristica | | 127.109 | 104.117 | 98.218 | 72.286 | 55.762 |
| Utile (perdita) operativo | | 15.208 | 9.876 | 8.965 | (3.076) | 2.157 |
| <i>Special items</i> | | 4.692 | 3.046 | 1.912 | 7.648 | 333 |
| <i>Utile (perdita) da magazzino</i> | | (17) | 716 | 1.460 | 1.136 | (175) |
| Utile (perdita) operativo adjusted ^(b) | | 19.883 | 13.638 | 12.337 | 5.708 | 2.315 |
| <i>di cui: Exploration & Production</i> | | 18.537 | 14.643 | 11.679 | 4.182 | 2.494 |
| <i>Gas & Power</i> | | 398 | (622) | 168 | (126) | (390) |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | | (772) | (859) | (412) | 695 | 583 |
| <i>Ingegneria & Costruzioni</i> | | 1.485 | (99) | | | |
| <i>Corporate e altre attività</i> | | (547) | (542) | (443) | (369) | (452) |
| <i>Eliminazione utili interni e altre elisioni</i> | | 782 | 1.117 | 1.345 | 1.326 | 80 |
| Utile (perdita) netto di Gruppo ^(a) | | 7.790 | 5.160 | 1.303 | (8.778) | (1.464) |
| <i>di cui: continuing operations</i> | | 4.200 | 5.648 | 1.720 | (7.952) | (1.051) |
| <i>discontinuing operations</i> | | 3.590 | (488) | (417) | (826) | (413) |
| Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)} | | 7.325 | 4.430 | 3.723 | 803 | (340) |
| <i>di cui: continuing operations</i> | | 7.130 | 4.921 | 4.199 | 1.317 | (340) |
| <i>discontinuing operations</i> | | 195 | (491) | (476) | (514) | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa ^(b) | | 12.567 | 11.026 | 14.742 | 11.649 | 7.673 |
| <i>di cui: continuing operations</i> | | 12.552 | 11.547 | 14.469 | 12.875 | 7.673 |
| <i>discontinuing operations</i> | | 15 | (521) | 273 | (1.226) | |
| Investimenti tecnici | | 13.561 | (12.800) | 11.872 | 11.302 | 9.180 |
| <i>di cui: continuing operations</i> | | 12.805 | (11.898) | 11.178 | 10.741 | 9.180 |
| <i>discontinued operations</i> | | 756 | (902) | 694 | 561 | |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | | 62.417 | 61.049 | 65.641 | 57.409 | 53.086 |
| Indebitamento finanziario netto | | 15.069 | 14.963 | 13.685 | 16.871 | 14.776 |
| Leverage | | 0,24 | 0,25 | 0,21 | 0,29 | 0,28 |
| Capitale investito netto | | 77.486 | 76.012 | 79.326 | 74.280 | 67.862 |
| <i>di cui: Exploration & Production</i> | | 42.369 | 45.699 | 51.061 | 53.968 | 57.910 |
| <i>Gas & Power</i> | | 10.597 | 8.462 | 9.031 | 5.803 | 4.100 |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | | 11.428 | 11.393 | 9.711 | 6.986 | 6.981 |

(*) Da continuing operations. I risultati del settore Saipem, oggetto di deconsolidamento nel gennaio 2016 a seguito della perdita del controllo, sono stati rilevati come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS5 negli esercizi 2013, 2014 e 2015. I risultati dell'esercizio 2012 rilevano come discontinued operations i soli Business Regolati Italia ceduti nel 2012.

(**) Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato, su base volontaria, il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il metodo dello "sforzo coronato da successo" - Successful Effort Method (SEM). Ai sensi delle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'applicazione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore, da applicare retroattivamente. Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods del bilancio 2016 sono stati riesposti. L'effetto della modifica è stato rilevato come variazione del saldo di apertura delle voci interessate in contropartita alla voce "Utili portati a nuovo" del patrimonio netto al 1° gennaio 2014. La modifica ha comportato in particolare un incremento dei saldi iniziali delle voci immobili, impianti e macchinari di €3.524 milioni; delle attività immateriali di €860 milioni e del patrimonio netto Eni di €3.001 milioni. Altre variazioni hanno riguardato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite e altre voci minori. Con riferimento all'esercizio 2015, l'adozione del SEM ha comportato un peggioramento dell'utile operativo reported di €815 milioni. Maggiori informazioni sono fornite nelle note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2016.

(a) Di competenza Eni.

(b) Misure di risultato non-GAAP. I dati di confronto, ad eccezione del 2012, sono elaborati su base standalone cioè escludono del tutto e non limitatamente ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

| Principali indicatori di mercato | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-----------------------|--------|--------|-------|-------|--------------|
| Prezzo medio greggio Brent dated ^(a) | (\$/barile) | 111,58 | 108,66 | 98,99 | 52,46 | 43,69 |
| Cambio medio EUR/USD ^(b) | | 1,285 | 1,328 | 1,329 | 1,11 | 1,107 |
| Prezzo medio del greggio Brent dated | (€) | 86,83 | 81,82 | 74,48 | 47,26 | 39,47 |
| Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c) | (\$) | 4,1 | 2,4 | 3,2 | 8,3 | 4,2 |
| TTF | (€/mgl di metri cubi) | 265 | 286 | 221 | 210 | 148 |
| PSV | (€/mgl di metri cubi) | 304 | 296 | 246 | 234 | 168 |

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: Reuters (WMR).

(c) 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 ^(a) | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 36.018 | 36.678 | 34.846 | 34.196 | 33.536 |
| <i>di cui: donne</i> | | 7.955 | 8.291 | 8.076 | 7.960 | 7.700 |
| <i>all'estero</i> | | 13.807 | 14.436 | 13.639 | 13.316 | 12.626 |
| Dipendenti all'estero locali | (%) | 87 | 86 | 86 | 85 | 85 |
| Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri) | | 23 | 23 | 23 | 24 | 24 |
| Pay gap (donne vs uomini) | | 98 | 96 | 97 | 97 | 97 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 1,26 | 0,94 | 0,71 | 0,45 | 0,35 |
| <i>di cui: dipendenti</i> | | 1,13 | 0,78 | 0,56 | 0,41 | 0,36 |
| <i>contrattisti</i> | | 1,33 | 1,01 | 0,79 | 0,47 | 0,35 |
| Fatality index (dipendenti e contrattisti) | (infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000 | 1,27 | 0,00 | 1,03 | 1,46 | 0,72 |
| Near miss ^(b) | (numero) | 1.557 | 1.620 | 1.729 | 1.489 | 1.644 |
| Spese in formazione | (€ milioni) | 39,3 | 57,6 | 39,1 | 29,1 | 26,6 |
| Ore di formazione | (migliaia di ore) | 1.400 | 1.750 | 1.213 | 1.099 | 939 |
| <i>di cui e-learning</i> | | 52 | 149 | 120 | 183 | 197 |
| Volumi totali Oil spill (>1 barile) | (barili) | 12.419 | 7.891 | 15.562 | 16.481 | 5.648 |
| <i>di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo operativi</i> | | 8.669 | 6.002 | 14.401 | 14.847 | 4.489 |
| <i>operativi</i> | | 3.750 | 1.889 | 1.161 | 1.634 | 1.159 |
| Emissioni dirette di gas serra (GHG) | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 52,14 | 47,60 | 42,02 | 41,56 | 40,10 |
| <i>di cui: CO₂ equivalente da combustione e da processo</i> | | 35,15 | 33,07 | 30,92 | 31,49 | 30,60 |
| <i>CO₂ equivalente da flaring</i> | | 9,46 | 9,13 | 5,73 | 5,51 | 5,40 |
| <i>CO₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive</i> | | 5,33 | 3,47 | 3,48 | 2,77 | 2,42 |
| <i>CO₂ equivalente da venting</i> | | 2,20 | 1,92 | 1,89 | 1,80 | 1,67 |
| Spese in R&S ^(c) | (€ milioni) | 196 | 181 | 174 | 176 | 161 |
| <i>di cui: new energy</i> | | | | | | 51 |
| Domande di primo deposito brevettuale | (numero) | 61 | 45 | 64 | 33 | 40 |
| <i>di cui: depositi sulle fonti rinnovabili</i> | | 21 | 28 | 29 | 16 | 12 |
| Fornitori utilizzati | (numero) | 15.784 | 14.770 | 13.145 | 11.380 | 10.041 |
| Procurato totale | (€ milioni) | 18.752 | 19.842 | 24.068 | 20.350 | 13.249 |
| <i>di cui: locale</i> | | 12.933 | 14.466 | 15.183 | 13.412 | 10.390 |
| Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment) | (€ milioni) | 61 | 56 | 65 | 76 | 67 |
| | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Exploration & Production | | | | | | |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 11.304 | 12.352 | 12.777 | 12.821 | 12.494 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,83 | 0,60 | 0,56 | 0,34 | 0,34 |
| <i>di cui: dipendenti</i> | | 0,51 | 0,30 | 0,20 | 0,22 | 0,34 |
| <i>contrattisti</i> | | 0,95 | 0,71 | 0,68 | 0,39 | 0,34 |
| Riserve certe di idrocarburi | (milioni di boe) | 7.166 | 6.535 | 6.602 | 6.890 | 7.490 |
| Vita utile residua delle riserve certe | (anni) | 11,5 | 11,1 | 11,3 | 10,7 | 11,6 |
| Produzione di idrocarburi ^(d) | (migliaia di boe/giorno) | 1.701 | 1.619 | 1.598 | 1.760 | 1.759 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | | 147 | 105 | 112 | 148 | 193 |
| Profit per boe ^{(e)(f)} | (\$/boe) | 14,8 | 16,1 | 14,5 | 7,4 | 2,7 |
| Opex per boe ^(e) | | 7,1 | 8,3 | 8,4 | 7,2 | 6,2 |
| Cash flow per boe ^(d) | | 32,8 | 31,9 | 30,1 | 20,9 | 12,9 |
| Finding & Development cost per boe ^{(d)(f)} | | 17,4 | 19,2 | 21,5 | 19,3 | 13,2 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 29,4 | 27,4 | 23,4 | 22,8 | 20,4 |
| Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(g) | (tonnellate di CO ₂ eq/tep) | 0,230 | 0,232 | 0,201 | 0,182 | 0,166 |
| % di acqua di formazione reiniettata | (%) | 49 | 55 | 56 | 56 | 58 |
| Volume di gas inviato a flaring | (milioni di metri cubi) | nd | 3.450 | 1.767 | 1.989 | 1.950 |
| <i>di cui: di processo</i> | | nd | 3.320 | 1.678 | 1.564 | 1.530 |
| Oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 3.015 | 1.728 | 936 | 1.177 | 1.025 |
| Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment) | (€ milioni) | 60 | 53 | 63 | 72 | 63 |

(a) Relativi alle continuing operations. I dati del triennio 2014-2016 escludono il contributo Saipem, il cui controllo è stato ceduto nel 2016. I dati del 2012 non includono il contributo dei soli Business Regolati Italia, ceduti nello stesso anno.

(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.

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

(e) Relativo alle società consolidate.

(f) Media triennale.

(g) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 122 mln di tep, 125 mln di tep e 117 mln di tep, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014.

| | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|--------|--------|--------|--------|---------------|
| Gas & Power | | | | | | |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 4.836 | 4.616 | 4.561 | 4.484 | 4.261 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 2,23 | 1,48 | 0,82 | 0,89 | 0,28 |
| di cui: dipendenti | | 1,77 | 1,39 | 0,87 | 0,91 | 0,27 |
| contrattisti | | 3,98 | 1,80 | 0,70 | 0,81 | 0,31 |
| Vendite gas mondo | (miliardi di metri cubi) | 95,32 | 93,17 | 89,17 | 90,88 | 88,93 |
| di cui: in Italia | | 34,78 | 35,86 | 34,04 | 38,44 | 38,43 |
| internazionali | | 60,54 | 57,31 | 55,13 | 52,44 | 50,50 |
| Clienti in Italia | (milioni) | 7,45 | 8,00 | 7,93 | 7,88 | 7,76 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 12,8 | 11,3 | 10,1 | 10,6 | 11,2 |
| Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente (EniPower) | (gCO ₂ eq/kWheq) | 400 | 407 | 409 | 409 | 398 |
| Capacità installata centrali elettriche | (GW) | 5,30 | 4,80 | 4,90 | 4,90 | 4,70 |
| Energia elettrica prodotta | (terawattora) | 23,58 | 21,38 | 19,55 | 20,69 | 21,78 |
| Vendite di energia elettrica | | 42,58 | 35,05 | 33,58 | 34,88 | 37,05 |
| Refining & Marketing e Chimica | | | | | | |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 14.276 | 14.146 | 11.884 | 10.995 | 10.858 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 3,03 | 2,33 | 1,51 | 1,07 | 0,38 |
| di cui: dipendenti | | 2,76 | 2,12 | 1,60 | 0,97 | 0,44 |
| contrattisti | | 3,32 | 2,56 | 1,40 | 1,17 | 0,32 |
| Oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 735 | 161 | 225 | 427 | 134 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 9,80 | 8,90 | 8,45 | 8,19 | 8,50 |
| Emissioni SOx (ossidi di zolfo) | (migliaia di tonnellate di SO ₂ eq) | 19,18 | 12,33 | 6,84 | 6,17 | 4,35 |
| Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | 30,01 | 27,38 | 25,03 | 26,41 | 24,52 |
| Quota di mercato rete in Italia | (%) | 31,2 | 27,5 | 25,5 | 24,5 | 24,3 |
| Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa | (milioni di tonnellate) | 10,87 | 9,69 | 9,21 | 8,89 | 8,59 |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | 6.384 | 6.386 | 6.220 | 5.846 | 5.622 |
| Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa | (migliaia di litri) | 2.064 | 1.828 | 1.725 | 1.754 | 1.742 |
| Capacità bilanciata delle raffinerie | (mgl barili/g) | 767 | 787 | 617 | 548 | 548 |
| Capacità delle bioraffinerie | (migliaia di tonnellate/anno) | | | 360 | 360 | 360 |
| Produzione di biocarburanti | (migliaia di tonnellate) | | | 105 | 179 | 191 |
| Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (raffinerie tradizionali) ^(h) | (tonnellate CO ₂ eq/kt) | 271 | 252 | 287 | 237 | 272 |
| Produzioni di prodotti petrolchimici | (migliaia di tonnellate) | 6.090 | 5.817 | 5.283 | 5.700 | 5.646 |
| Vendite di prodotti petrolchimici | | 3.953 | 3.785 | 3.463 | 3.801 | 3.759 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti | (%) | 67 | 65 | 71 | 73 | 72 |

(h) Nel 2014: Livorno, Sannazzaro, Taranto, Gela e dal 2015: Livorno, Sannazzaro e Taranto.

| Dati per azione | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-----------|---------|---------|---------|---------|----------------|
| Utile (perdita) netto ^{(a)(b)(*)} | (€) | 1,16 | 1,56 | 0,48 | (2,21) | (0,29) |
| Dividendo | | 1,08 | 1,10 | 1,12 | 0,80 | 0,80 |
| Dividendi pagati nell'esercizio ^(c) | | 3.840 | 3.949 | 4.006 | 3.457 | 2.881 |
| Cash flow ^(*) | | 3,46 | 3,19 | 4,01 | 3,58 | 2,13 |
| Dividendo yield ^(d) | (%) | 5,9 | 6,5 | 7,6 | 5,7 | 5,4 |
| Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)(*)} | (\$) | 2,98 | 4,14 | 1,27 | (4,90) | (0,65) |
| Dividendo per ADR ^(e) | | 2,82 | 2,99 | 2,65 | 1,77 | 1,77 |
| Cash flow per ADR ^(e) | | 8,77 | 8,47 | 10,66 | 7,95 | 4,72 |
| Dividend yield per ADR ^{(d)(e)} | (%) | 5,9 | 6,5 | 7,6 | 5,7 | 5,4 |
| Pay-out | | 50 | 77 | 310 | (33) | (197) |
| Numero di azioni a fine periodo | (milioni) | 3.634,2 | 3.634,2 | 3.634,2 | 3.634,2 | 3.634,2 |
| Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito) | | 3.622,8 | 3.622,8 | 3.610,4 | 3.601,1 | 3.601,1 |
| Total Shareholder Return (TSR) | (%) | 22,0 | 1,3 | (11,9) | 1,1 | 19,2 |

(*) Da continuing operations. I risultati del settore Saipem, oggetto di deconsolidamento nel gennaio 2016 a seguito della perdita del controllo, sono stati rilevati nei periodi di confronto 2013-2015 come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS5.

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2016 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 \$ 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 | | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-----------------|---------|---------|---------|---------|----------------|
| Prezzo per azione - Borsa di Milano | | | | | | |
| Massimo | (€) | 18,70 | 19,48 | 20,41 | 17,43 | 15,47 |
| Minimo | | 15,25 | 15,29 | 13,29 | 13,14 | 10,93 |
| Medio | | 17,18 | 17,57 | 17,83 | 15,47 | 13,42 |
| Fine periodo | | 18,34 | 17,49 | 14,51 | 13,8 | 15,47 |
| Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange | | | | | | |
| Massimo | (\$) | 49,44 | 52,12 | 55,30 | 39,29 | 33,33 |
| Minimo | | 36,85 | 40,39 | 32,81 | 29,28 | 25,00 |
| Medio | | 44,24 | 46,68 | 47,37 | 34,31 | 29,74 |
| Fine periodo | | 49,14 | 48,49 | 34,91 | 29,8 | 32,24 |
| Media giornaliera degli scambi | (mln di azioni) | 15,63 | 15,44 | 17,21 | 20,30 | 18,41 |
| Controvalore | (€ milioni) | 267,0 | 271,4 | 304,0 | 312,0 | 246,0 |
| Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b) | (mln di azioni) | 3.622,8 | 3.622,8 | 3.610,4 | 3.601,1 | 3.601,1 |
| Capitalizzazioni di borsa^(c) | | | | | | |
| EUR | (mld) | 66,4 | 63,4 | 52,4 | 50,2 | 56,2 |
| USD | | 87,7 | 87,4 | 63,6 | 55,7 | 59,3 |

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

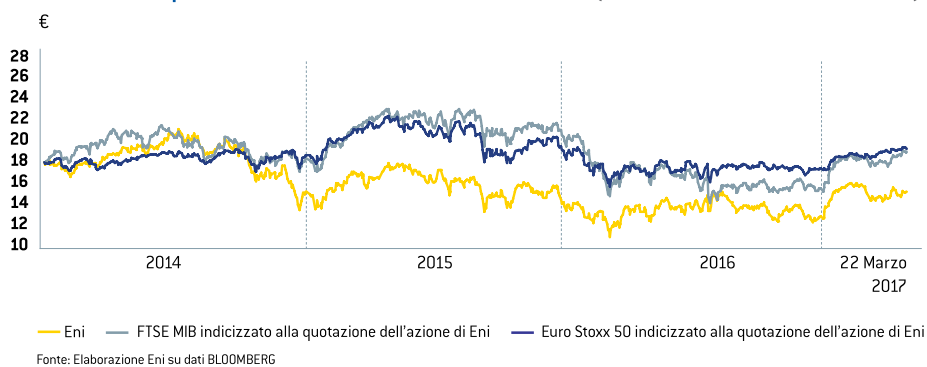
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

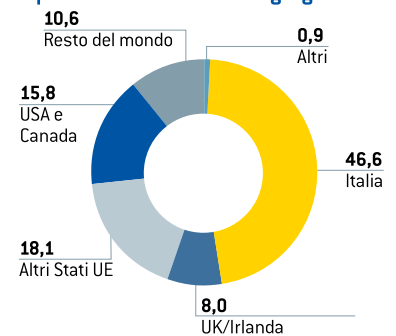
| Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni | | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 2001 |
|--|-----------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Prezzi di collocamento | (€/azione) | 5,42 | 7,40 | 9,90 | 11,80 | 13,60 |
| Numero di azioni collocate | (mln di azioni) | 601,9 | 647,5 | 728,4 | 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 2016.

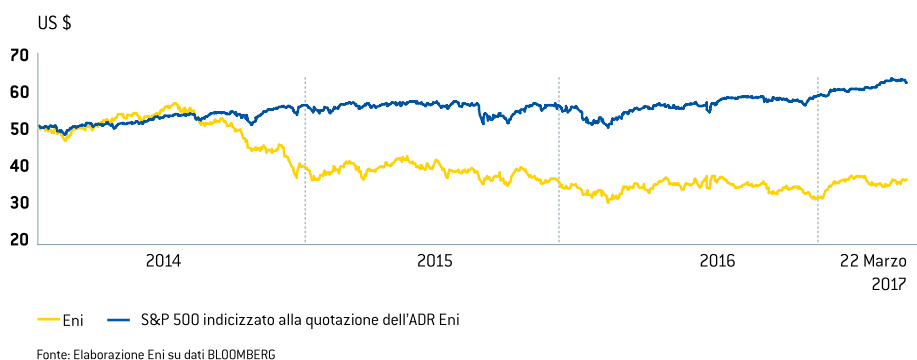
Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano (31 Dicembre 2013 - 22 Marzo 2017)



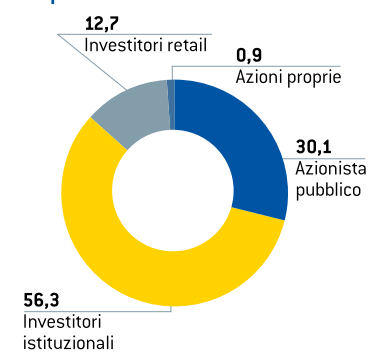
Ripartizione azionariato area geografica^(*)



Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York (31 Dicembre 2013 - 22 Marzo 2017)



Composizione dell'azionariato^(*)



Exploration & Production



Principali indicatori di performance

| | | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---|--------|--------|---------------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,56 | 0,34 | 0,34 |
| di cui: dipendenti | | 0,20 | 0,22 | 0,34 |
| contrattisti | | 0,68 | 0,39 | 0,34 |
| Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (€ milioni) | 28.488 | 21.436 | 16.089 |
| Utile (perdita) operativo | | 10.727 | (959) | 2.567 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 11.679 | 4.182 | 2.494 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 4.569 | 991 | 508 |
| Investimenti tecnici | | 10.156 | 9.980 | 8.254 |
| Profit per boe ^{(b)(c)} | (\$/boe) | 14,5 | 7,4 | 2,7 |
| Opex per boe ^(b) | | 8,4 | 7,2 | 6,2 |
| Cash Flow per boe ^(d) | | 30,1 | 20,9 | 12,9 |
| Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)} | | 21,5 | 19,3 | 13,2 |
| Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d) | | 65,49 | 36,47 | 29,14 |
| Produzione di idrocarburi ^(d) | (migliaia di boe/giorno) | 1.598 | 1.760 | 1.759 |
| Riserve certe di idrocarburi ^(d) | (milioni di boe) | 6.602 | 6.890 | 7.490 |
| Vita utile residua delle riserve certe ^(d) | (anni) | 11,3 | 10,7 | 11,6 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^(d) | (%) | 112 | 148 | 193 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 12.777 | 12.821 | 12.494 |
| Oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 936 | 1.177 | 1.025 |
| Acqua di formazione reiniettata | (%) | 56 | 56 | 58 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 23,4 | 22,8 | 20,4 |
| Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(e) | (tonnellate di CO ₂ eq/tep) | 0,201 | 0,182 | 0,166 |
| Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment) | (€ milioni) | 63 | 72 | 63 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

(e) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 122 mln di tep, 125 mln di tep e 117 mln di tep, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014.

Performance dell'anno

- Il trend della performance della sicurezza si conferma positivo, con l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) pari allo 0,34 (in linea con il 2015). Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività anche grazie alle continue campagne di sensibilizzazione HSE attraverso l'implementazione di progetti specifici.
 - Le emissioni di gas serra risultano in riduzione dell'11% rispetto all'esercizio di confronto grazie alle continue azioni di efficienza energetica, ottimizzazione della logistica e al proseguimento di progetti di contenimento delle emissioni fuggitive, in particolare in alcuni siti in Egitto, Kazakhstan, Regno Unito, Ecuador e Stati Uniti. Nel marzo 2016 è entrata in produzione in Norvegia la piattaforma Goliat che, grazie all'utilizzo di soluzioni tecnologiche avanzate, ha contribuito ulteriormente al contenimento delle emissioni da combustione. L'indice di emissione rispetto alla produzione è migliorato del 9% e risulta migliore rispetto al target di fine anno fissato.
 - Il trend di acqua re-iniettata continua ad attestarsi su ottimi livelli per l'industria (58% nel 2016), anche grazie alle continue campagne avviate in diversi siti produttivi, in particolare nel 2016 in Ecuador, Egitto e Congo.
 - Nel 2016 il settore E&P registra una riduzione del 40% di utile operativo adjusted rispetto al 2015, dovuta alla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e gas (-20%), nonché all'impatto del fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree, e da recuperi di efficienza operativa con costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe (-14% rispetto al 7,2 \$/boe nel 2015) e minori DD&A¹ (-16% rispetto al 2015).
 - La produzione di idrocarburi nel 2016 è stata di 1.759 mila boe/giorno, in linea con il 2015, nonostante il fermo in Val d'Agri. Il contributo da avvio/ramp-up è stato di circa 280 mila boe/giorno nel 2016. Produzione prevista in crescita nel 2017 al livello record di 1,84 milioni di boe/giorno (circa + 5% rispetto al 2016).
 - Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2016 ammontano a 7,5 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 42,8 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe sale al 193% nel 2016, record storico per Eni. Anche considerando pro-forma la cessione del 40% di Zohr, il tasso di rimpiazzo rimane eccellente al 139%. La vita utile residua delle riserve è di 11,6 anni (10,7 anni nel 2015).
- menti di sviluppo, sono stati firmati due accordi per la cessione a Bp e Rosneft di una quota complessiva del 40% della scoperta giant di Zohr nel blocco operato di Shoruk (Eni 100%) in Egitto. Gli accordi hanno efficacia economica dal 1° gennaio 2016 e prevedono il rimborso a Eni degli investimenti sostenuti nel periodo e fino al closing. Ai nuovi partner è attribuita l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle stesse condizioni dell'accordo. La prima delle due transazioni ha ottenuto il closing nel febbraio 2017 grazie all'ottenimento delle autorizzazioni da parte del governo egiziano; la seconda è prevista perfezionarsi entro la metà del 2017. Il valore dell'operazione al 1° gennaio 2017 è pari a circa €2 miliardi che comprende il rimborso dei costi sostenuti da Eni nel 2016. Eni, in applicazione del dual exploration model, dal 2013 ha ottenuto €5,4 miliardi.
- Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione con risorse addizionali di 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di \$0,6 per boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano a 3,4 miliardi di boe per un costo unitario di \$1 per boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove, promettenti licenze.
 - In Marocco, firmato un accordo con Chariot Oil & Gas (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".
 - In Montenegro, ottenuta la licenza esplorativa relativa a quattro blocchi offshore per una superficie complessiva di 1.228 chilometri quadrati. La licenza sarà operata da Eni con un interest del 50% in joint venture con Novatek.
 - Finalizzato nel marzo 2017 un farm-in agreement per l'acquisto del 50% del Blocco 11, operato da Total, nell'offshore di Cipro. Il blocco esplorativo di 2.215 chilometri quadrati è prossimo alla scoperta di Zohr.
 - Sono stati firmati quattro accordi con le compagnie di stato del Bahrein per studiare e valutare il potenziale di alcuni asset offshore e onshore di esplorazione e produzione nel Paese. Conclusi gli studi di valutazione, le autorità del Bahrein valuteranno insieme a Eni la possibilità di future iniziative per ulteriori sviluppi delle risorse energetiche del Paese.
 - Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 10.500 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in paesi di consolidata presenza, in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia e Regno Unito, e l'ingresso in nuove aree, quali i già citati Montenegro e Marocco.
 - Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €417 milioni e hanno riguardato il completamento di 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale si porta a livelli top dell'industria (50% in quota Eni). A fine esercizio risultano 79 pozzi in progress (40 in quota Eni).

Esplorazione

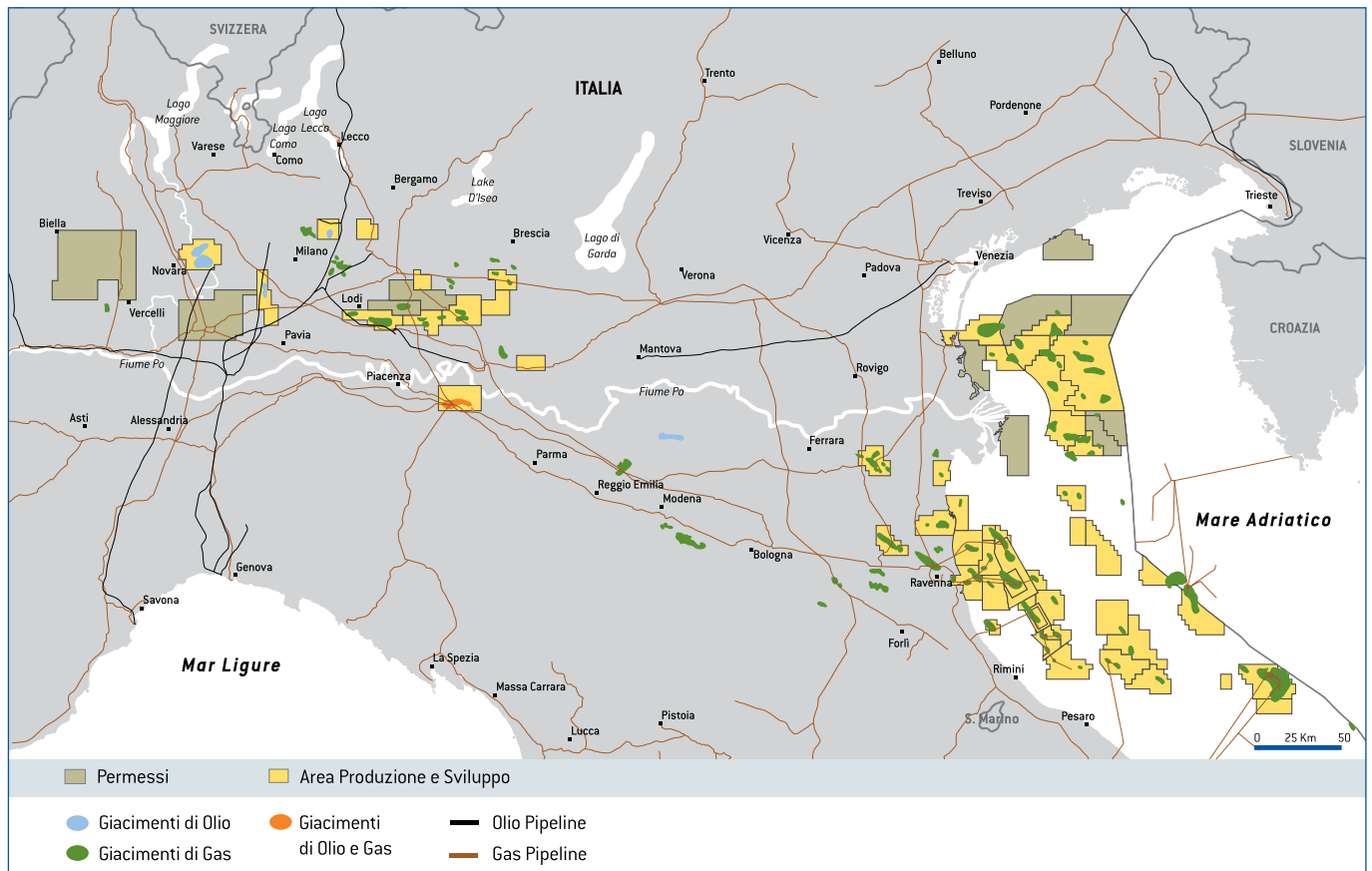
- Nell'ambito dell'applicazione del dual exploration model, che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore e di ridurre l'esposizione degli investi-

[1] Ammortamenti.

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Conseguiti avvisi di produzione da progetti rilevanti, tra cui:
 - il giacimento norvegese Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents, con la produzione che ha raggiunto il plateau di 100 mila boe/giorno (65 mila boe/giorno in quota Eni);
 - il riavvio della produzione a Kashagan (Eni 16,81%) dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate. La produzione è prevista raggiungere la capacità produttiva di 370 mila barili/giorno entro il 2017;
 - l'avvio della produzione dei giacimenti di M'Pungi e M'Pungi Nord nell'ambito del progetto modulare West Hub Development del Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) nell'offshore dell'Angola, che ha portato la produzione complessiva dell'hub a circa 81 mila barili/giorno;
 - nel febbraio 2017, il progetto East Hub Development del Blocco 15/06, in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Il programma, con uno schema di sviluppo simile a quello del West Hub, prevede la messa in produzione del reservoir nella parte nord est dell'area;
 - la Great Nooros Area (Eni 75%) in Egitto, con il conseguimento del picco produttivo di 85,5 mila boe/giorno in quota Eni. Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta e in anticipo rispetto alle previsioni. Inoltre, grazie al contesto maturo e alla natura convenzionale del progetto, la produzione presenta costi tra i più bassi del portafoglio di Eni.
- Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik in Indonesia, OCTP oil in Ghana, e i citati Zohr ed East Hub). Questi progetti unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla generazione di cassa 2017 e anni successivi.
- Firmato in Mozambico tra i partner dell'Area 4 e BP l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. L'accordo costituisce un passo fondamentale per la final investment decision di Coral, che prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.
- Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori.
- Il modello di cooperazione di Eni è volto a supportare lo sviluppo delle comunità locali, a contribuire a limitare le disuguaglianze socioeconomiche nelle aree in cui opera e ad assicurare il coinvolgimento di tutti gli stakeholder. In questo senso, Eni è impegnata nella produzione di energia per il mercato domestico, nella diffusione dell'accesso all'energia, nella diversificazione del mix energetico e delle economie locali, nel trasferimento di know how e tecnologia e nello sviluppo locale negli ambiti della salute e dell'educazione.
- La strategia integrata di lungo termine elaborata da Eni per intraprendere il proprio percorso verso gli obiettivi di decarbonizzazione è basata sull'abbattimento delle emissioni di CO₂ e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO₂ e promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica e di alimentazione per il trasporto.
- Sono stati investiti €7.770 milioni (-16,8% rispetto al 2015) nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi, in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia.
- Nel 2016 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €62 milioni (€78 milioni nel 2015).

I Paesi di attività



Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2016 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 133 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionio, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 20.818 chilometri quadrati (16.767 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (50 nell'onshore e 64 nell'offshore) e permessi di ricerca (12 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionio

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2016 il 52% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Cervia/Arianna, Annamaria, Luna, Angela-Angelina, Hera Lacinia, Bonaccia e Porto Garibaldi. La produzione è operata attraverso 72 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 iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara, Cervia/Arianna e Morena; e (ii) lo start-up del progetto di sviluppo Clara NW.

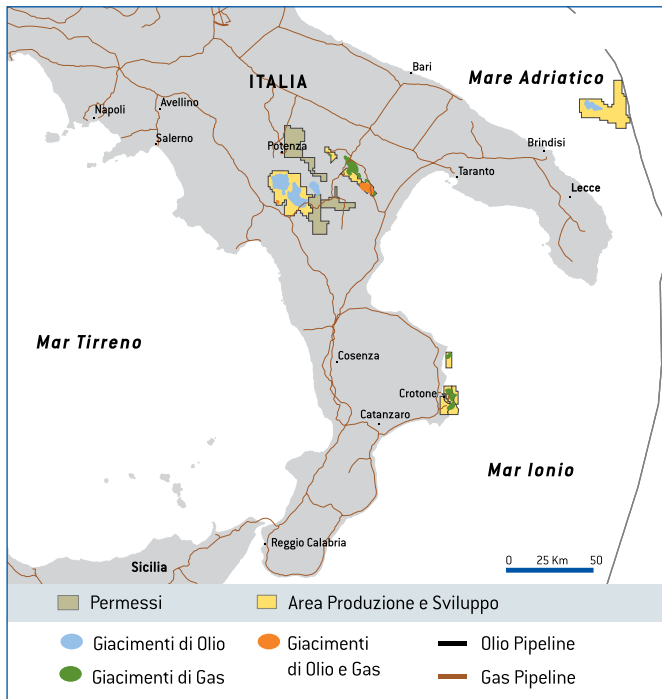
Appennino Centro-Meridionale

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 12 agosto 2016 le attività del centro oli di Viggiano sono state progressivamente riavviate a seguito della notifica di dissequestro definitivo da parte del GIP di Potenza e dell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto da parte dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico. La ripresa della produzione è conseguenza del completamento nel giugno 2016 di alcune modifiche non sostanziali all'impianto, autorizzate dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico, volte a risolvere quanto contestato dalla Procura nell'ambito del procedimento penale per presunti reati ambientali.

Sviluppo Nel 2016 è proseguito il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata, in particolare: (i) l'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente; e (ii) le azioni per la promozione della cultura, della valorizzazione delle attività agricole e sviluppo socio-economico dell'area.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2016 hanno prodotto circa il 12% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tesauro, 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, proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea. È stato presentato alle competenti autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale, di massimizzare lo sviluppo economico e occupazionale locale e di recuperare le aree della Raffineria Eni già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti autorità. Inoltre, il Protocollo d'Intesa include la realizzazione di interventi per lo sviluppo sostenibile del territorio, per complessivi €32 milioni. Sono stati firmati 3 protocolli attuativi, di cui il primo, completato, ha riguardato la realizzazione di una sala espositiva presso il Museo Archeologico di Gela. Gli altri interventi definiti riguardano progetti a sostegno dell'imprenditoria giovanile e interventi di riqualifica e potenziamento del porto di Gela.

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 8.356 chilometri quadrati (2.608 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2016 la produzione Eni nel Paese è stata di 133 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%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), MarulK (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2016 hanno fornito il 56%

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 hanno riguardato la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione nei giacimenti di Åsgard, Heidrun e Norne Outside (Eni 11,5%).

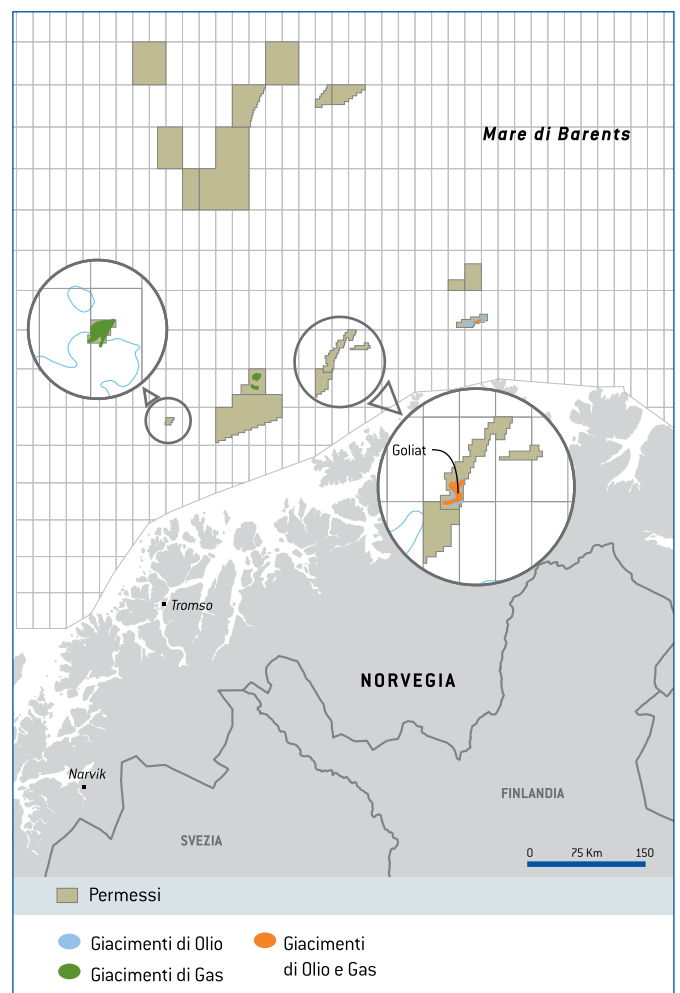
Esplorazione Eni partecipa in 30 licenze con quote comprese tra il 5% e il 50%, quattro delle quali operate.

Eni si è aggiudicata due licenze esplorative: (i) PL 128D con una quota dell'11,5% nel 2016; e (ii) PL 128E con una quota dell'11,5% nel gennaio 2017.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo a inizio 2017, con una nuova scoperta a gas e olio nelle licenze PL 128/128D, in prossimità delle facility produttive del giacimento Norne (Eni 6,9%) in linea con la strategia di esplorazione near-field che permette in caso di successo la veloce messa in produzione delle riserve.

Mare del Nord norvegese

Produzione Eni partecipa in 2 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk nella PL 018 (Eni 12,39%), che nel 2016 ha prodotto circa 16 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 12% della produzione Eni del Paese. La produzione di Ekofisk e dei satelliti è trasportata via pipeline presso il terminale di Teesside nel Regno Unito per il petrolio e il terminale di Emden in Germania per il gas.



Sviluppo Le attività hanno riguardato la perforazione di pozzi di in-filling a sostegno della produzione dei giacimenti Ekofisk ed Eldfisk nella licenza PL 018.

Esplorazione Eni partecipa in 8 licenze con quote comprese tra il 12,39% e il 45%, una delle quali operate.

Nel 2016 Eni si è aggiudicata l'operatorship della PL 816 con una quota del 70%.

Mare di Barents

Eni partecipa in 17 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. La produzione ha raggiunto il target di 100 mila boe/giorno (65 mila boe/giorno in quota Eni) e, nel corso del 2016, il picco produttivo di circa 114 mila boe/giorno (circa 74 mila boe/giorno in quota Eni). Secondo le stime il giacimento contiene riserve pari a circa 180 milioni di barili di olio. La produzione avviene attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi 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 consentono di minimizzare l'impatto ambientale.

Esplorazione Eni si è aggiudicata le seguenti licenze esplorative: (i) nel corso del 2016, le licenze PL 229D (Eni 65%, operatore) e PL 849 (Eni 30%); e (ii) nel gennaio 2017, le licenze PL 900 (Eni 90%, operatore) e PL 901 (Eni 30%).

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 6.841 chilometri quadrati (6.328 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2016, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 63 mila boe/giorno.

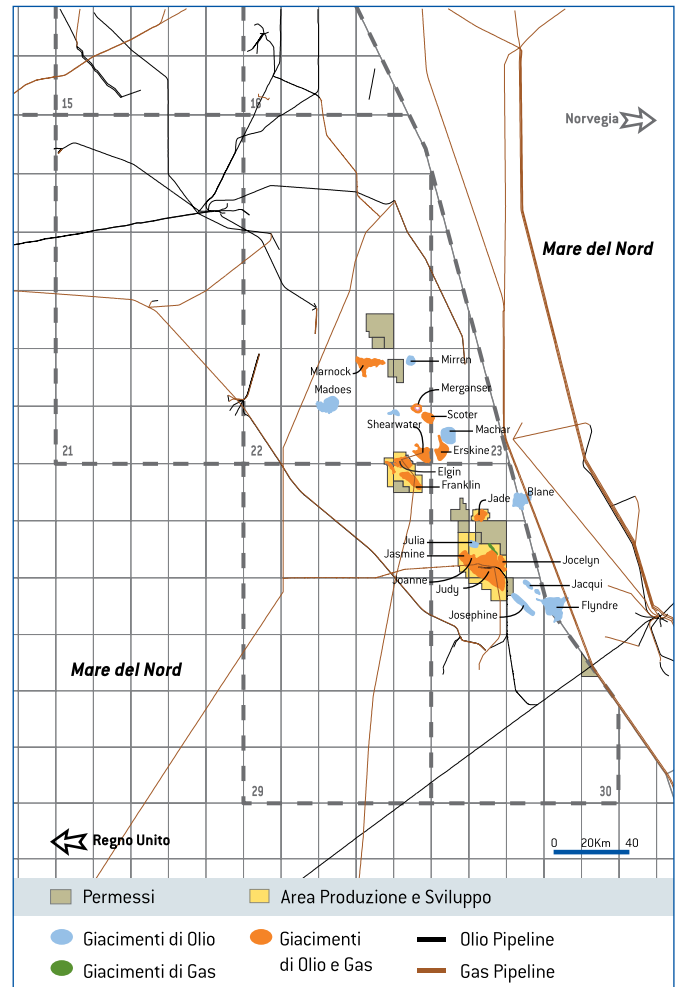
Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito sono regolate da contratti di concessione.

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%) e Jade (Eni 7%) che nel 2016 hanno fornito il 63% della produzione Eni del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento della Fase 2 del giacimento West Franklin con raggiungimento del picco produttivo di 61 mila boe/giorno (13 mila boe/giorno in quota Eni).

Esplorazione Eni partecipa in 18 blocchi esplorativi, di cui due in corso di sviluppo, con quote comprese tra il 7% e il 100%, 11 dei quali operati.

Nel 2016 è stata ottenuta l'assegnazione con una quota del 100% e l'operatorship delle tre licenze esplorative PL2287, PL2288 e PL2292 nel Mare d'Irlanda e nella Liverpool Bay Area, adiacenti ad asset produttivi operati da Eni.



Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2016 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 98 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.409 chilometri quadrati (1.179 chilometri quadrati in quota Eni).

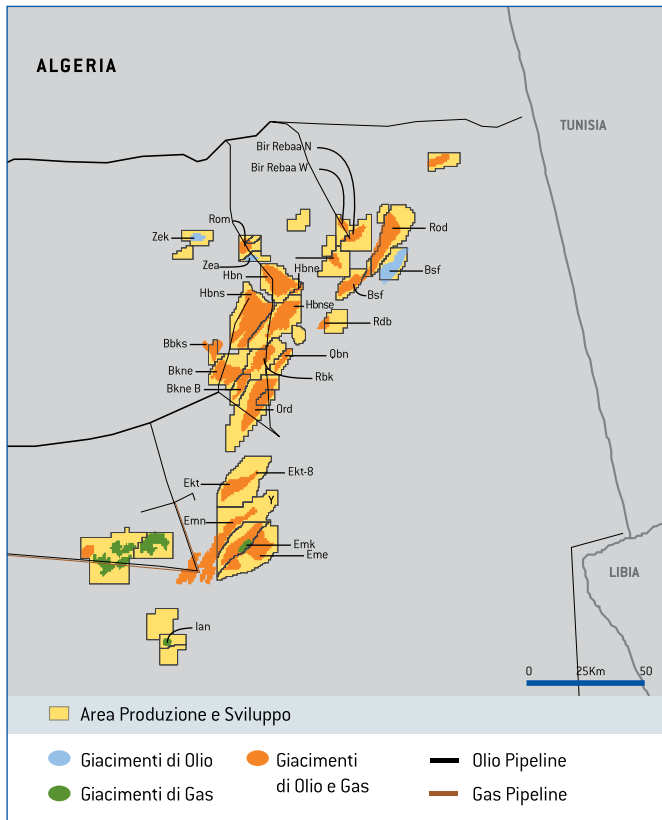
L'attività è concentrata nel deserto di Bir Rebaa, nell'area centro orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo, operati da Eni: (i) i blocchi 403a/d (Eni dal 65% al 100%); (ii) il blocco ROM Nord (Eni 35%); (iii) i blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) il blocco 403 (Eni 50%); (v) il blocco 405b (Eni 75%); e (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 2016 l'area ha fornito circa il 21% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e ROM e satelliti. La produzione di ROM e satelliti (ZEA, ZEK e REC) è raccolta presso la Central Production Facilities (CPF) di ROM e inviata all'impianto di trattamento di BRN per il trattamento finale; la produzione del campo HBN è trattata nel centro olio HBNS operato dal Groupement Berkine.



Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione nei campi gas di MLE e CAFC con operazioni di construction, infilling e ottimizzazione della produzione.

Blocco 208

Produzione Nel 2016 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.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2016 la produzione di idrocarburi è stata di 185 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa il 10% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 28.031 chilometri quadrati (10.665 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive Eni sono condotte: (i) nel Golfo di Suez, principalmente nel giacimento Belayim (Eni 100%) e nel Western Desert, essenzialmente nella concessione Melehia (Eni 76%) e Ras Qattara (Eni 75%) con produzione di petrolio e condensati; (ii) nelle concessioni del Delta del Nilo di North Port Said (Eni 100%), di El Temsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore), di Ras el Barr (Eni 50%) e di Abu Madi West (Eni 75%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2016, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 98% della produzione in quota Eni del Paese.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 17% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti.

Nel corso del 2016 è stato finalizzato l'accordo di unitizzazione dei giacimenti SF-SFNE nei Blocchi 401a/402a (Eni 55%) ed è stata ottenuta l'estensione contrattuale di 10 anni per tutti i giacimenti dell'area.

Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e ottimizzazione della produzione nel giacimento di Rod (Eni 66%, operatore) anche attraverso l'implementazione della tecnologia Enhanced Oil Recovery WAG (Water Alternate Gas injection).

Blocco 403

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 9% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

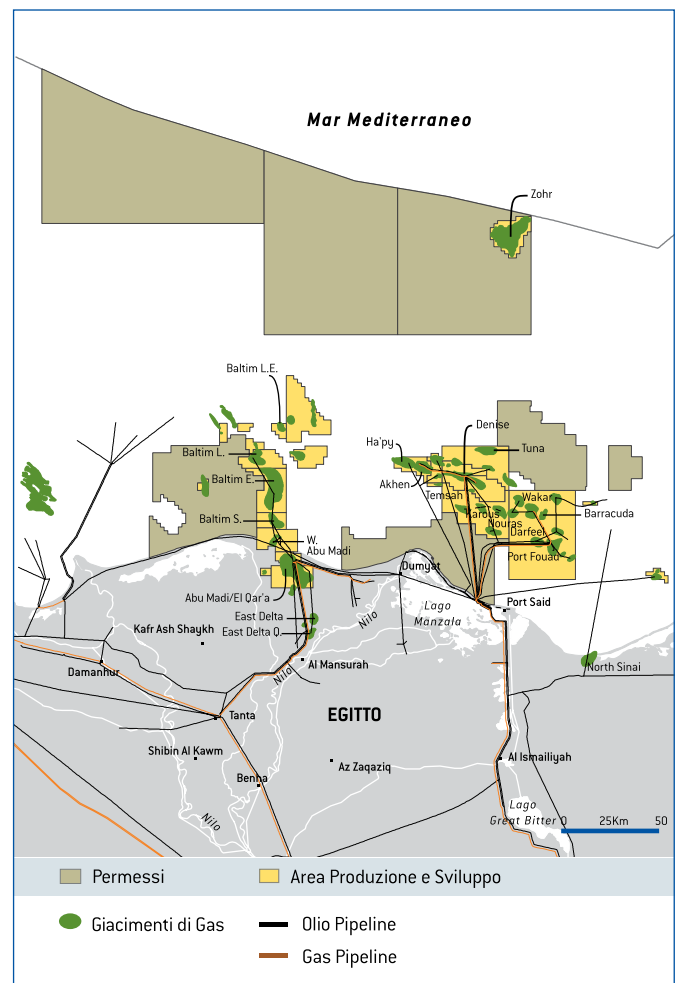
Blocco 404

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 21% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Blocco 405b

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 13% 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.

È stata avviata la produzione del progetto CAFC olio alla fine del 2016, con la messa in produzione di 6 pozzi attraverso le facility di trattamento di MLE presenti nell'area. Il completamento delle attività del progetto è previsto nel corso del 2017.



Inoltre Eni opera il blocco offshore di Shorouk (Eni 100%), dove è localizzata la scoperta giant a gas di Zohr.

Nel dicembre 2016 sono stati firmati due nuovi accordi di concessione per i blocchi di North El Hammad (Eni 37,5%, operatore) e North Ras El Esh (Eni 50%), situati nelle acque convenzionali dell'offshore egiziano del Mediterraneo.

Nel corso del 2016 Eni ha promosso l'avvio di iniziative per il supporto dello sviluppo socio-economico e sanitario delle comunità locali, in particolare nell'area di Port Said. In accordo con il Ministero del Petrolio e il Ministero della Salute, è stato definito un primo intervento in ambito sanitario nella zona di Al Garabaa, ad ovest di Port Said. Il programma prevede interventi per il miglioramento e rafforzamento dei servizi di emergenza e di assistenza sanitaria primaria.

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

Blocco Shorouk

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 della scoperta giant a gas di Zohr sulla cui base è stata presa la FID e sono state iscritte le riserve certe. Il first gas è previsto a fine 2017. Le prime prove di produzione effettuate su due pozzi e le attività di drilling di delineazione e di sviluppo eseguite hanno confermato il potenziale della scoperta di 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. Le attività di perforazione proseguiranno nel 2017 mentre sono in corso le attività di costruzione dell'impianto onshore di trattamento del gas e di installazione delle facility offshore.

Nell'ambito della strategia Eni di "dual exploration" che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore, sono stati firmati due accordi per la cessione di una quota complessiva del 40% della scoperta di Zohr. Gli accordi sono relativi alla cessione di: (i) una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro quota degli investimenti sostenuti ad oggi per circa \$150 milioni; (ii) una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare di \$1.125 milioni e il rimborso pro quota degli investimenti sostenuti ad oggi per circa \$450 milioni. L'accordo riconosce ai nuovi partner l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle medesime condizioni. Nel febbraio 2017, con l'approvazione del governo egiziano, è stata perfezionata la cessione a BP; l'accordo con Rosneft è previsto perfezionarsi entro la prima metà del 2017 e soggetto all'approvazione del governo del Paese.

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 88 mila barili/giorno (48 mila in quota Eni) nel 2016.

Sviluppo Sono state eseguite attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni Sinai 12 e Ashrafi (Eni 25%) per sostenere la capacità produttiva.

Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2016 la produzione della concessione è stata di circa 22 mila boe/giorno (circa 15 mila in quota Eni), circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 1,4 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.

Baltim

Produzione Nel 2016 la produzione della concessione è stata di circa 29 mila boe/giorno (circa 9 mila boe in quota Eni); circa 1,2 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 1,2 mila barili/giorno di condensati.

È stato rivisto al rialzo il potenziale della scoperta esplorativa Baltim South West nell'offshore convenzionale, che è ora stimato contenere oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto. La revisione avviene a seguito dei risultati della perforazione di un pozzo di delineazione. Il giacimento è situato in prossimità della Great Nooros Area.

Abu Madi West

Produzione La produzione è fornita principalmente dal progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito della Great Nooros Area. Nel corso dell'anno è stato raggiunto il picco produttivo di 85,5 mila boe/giorno in quota Eni. Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta avvenuta nel Luglio 2015 e in anticipo rispetto alle previsioni, grazie al successo degli ultimi pozzi esplorativi perforati nell'area di Nooros e dalla perforazione di nuovi pozzi di sviluppo. Con il completamento del programma di sviluppo, si prevede il raggiungimento della capacità produttiva di 160 mila boe/giorno nel corso del 2017.

Ras el Barr

Produzione Nel 2016 la produzione dell'area è stata di circa 67 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen, Taurt e Seth.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la prosecuzione delle attività del progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 con la perforazione e il completamento di due pozzi.

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Temsah, Denise, Tuna e DEKA la cui produzione nel 2016 è stata di circa 73 mila boe/giorno (circa 19 mila in quota Eni); circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 1.000 barili/giorno di condensati in quota Eni.

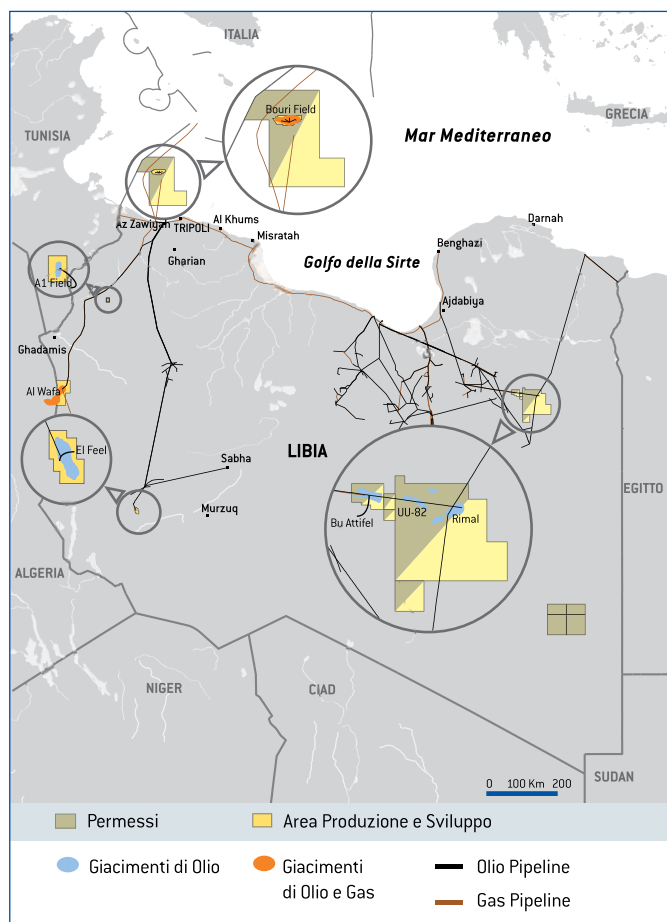
Western Desert

Produzione Altre attività produttive operate da Eni sono condotte nel Western Desert, in particolare nei permessi di sviluppo di Meleiha, Ras Qattara, West Abu Gharadig (Eni 45%) e West Razzak (Eni 100%) prevalentemente di petrolio. Nel 2016, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa il 14% della produzione in quota Eni del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la concessione Meleiha con: (i) attività di infilling e ottimizzazione della produzione per sostenere la capacità produttiva; e (ii) l'avvio di un impianto di trattamento gas.

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 Blocco NC 125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Elephant) (Eni 33,3%); e (iv) Area F con il Blocco 118 (Eni 50%); offshore: (i) Area C con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); (ii) Area D con i Blocchi NC 41 e NC 169 (onshore), facenti parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Nella fase esplorativa, Eni è operatore nelle Aree Contrattuali onshore A e B e offshore D.

Nel recente passato la Libia è stato 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 2016 l'attività produttiva in Libia è stata in linea con quanto pianificato e l'equity di Eni nel Paese è stata di 353 mila boe/giorno, il livello più elevato dal 2010. Nonostante alcuni fattori positivi, si ritiene che il quadro socio-politico della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio d'incertezza per il prossimo futuro. 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, il che potrebbe determinare gravi ricadute sui risultati economici, il cash flow e le prospettive del business.

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.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione programmata presso l'impianto di trattamento di Mellitah, della piattaforma produttiva di Sabratha e delle facility di trattamento di Wafa nell'ambito del Western Libyan Gas Project; (ii) il posizionamento, l'installazione e il collegamento di una nuova FSO presso il giacimento in produzione di Bouri. Lo start-up è avvenuto nei primi mesi del 2017; (iii) la seconda fase di sviluppo del giacimento di Bahr Essalam (Eni 50%) con il completamento della campagna di perforazione offshore di 10 pozzi, di cui 9 perforati nel 2016. È stato assegnato il contratto EPCI per la fornitura e l'installazione delle flowline. Il first gas è previsto nel 2018; e (iv) il collegamento di un pozzo produttore presso il giacimento Wafa (Eni 50%) e l'esecuzione delle attività per contrastare il naturale declino produttivo dell'area.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 11 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.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di scoperta Laarich Est-1, già allacciato alle facility di produzione del centro di trattamento della concessione MLD.

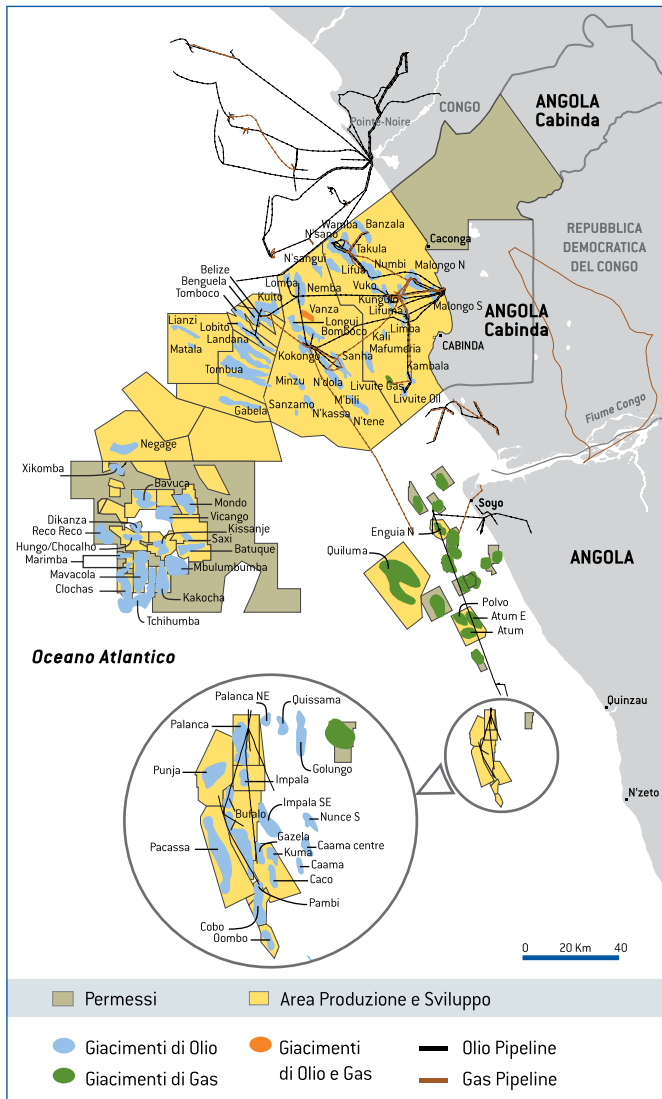
Africa Sub-Sahariana

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 124 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.052 chilometri quadrati (4.367 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 ed il progetto East Hub avviato nel febbraio 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%.

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

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 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. Nel corso del 2016 è stata avviata la produzione dei campi M'Pungi e M'Pungi Nord, il cui ramp-up ha portato la produzione complessiva dell'hub a circa 81 mila barili/giorno (circa 28 mila barili in quota Eni). Il progetto include lo sviluppo di ulteriori 5 giacimenti con completamento previsto nel 2019. Lo sviluppo, nel rispetto della policy zero flaring, include pozzi di iniezione acqua e gas.

Nel febbraio 2017, è stato avviato il progetto East Hub, in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del

campo di Cabaça South East alla FPSO Armada Olombendo. Con l'avvio del progetto, nel blocco sono state messe in produzione 5 scoperte, ed ulteriori 2 verranno avviate entro il 2018.

Blocco 0

Produzione Il blocco è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2016 la produzione di petrolio del blocco è stata di circa 272 mila barili/giorno (circa 27 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (circa 16 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).

È stato avviato in early production il progetto Mafumeira Sul. Le attività di sviluppo proseguono, con completamento atteso nel corso del 2017. Il picco produttivo è stimato in 100 mila boe/giorno.

Nel corso dell'anno è stato firmato con la compagnia di stato angolana Sonagas il Malembo Gas Supply Agreement per la fornitura del gas associato alla produzione del Blocco 0 alla centrale elettrica nell'area di Malongo. È stato completato il progetto Congo River Crossing per l'esportazione del gas prodotto dai Blocchi 0 e 14 all'impianto di liquefazione Angola LNG (v. di seguito).

Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling.

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 2016 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 51 mila boe/giorno (circa 5 mila in quota Eni).

Blocco 14

Produzione Nel 2016 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 104 mila boe/giorno (circa 15 mila in quota Eni). 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 viene trasportato attraverso il Congo River Crossing (v. Blocco 0) all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Blocco 15

Produzione Nel 2016 il blocco ha prodotto circa 329 mila boe/giorno (circa 41 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 2016 i giacimenti dell'area Kizomba hanno prodotto complessivamente circa 224 mila boe/giorno (circa 29 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2016 hanno prodotto complessivamente circa 105 mila boe/giorno (circa 12 mila in quota Eni). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene attraverso l'impiego di unità FPSO.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Kizomba Satellite Fase 2 che farà leva sulle facility produttive e di trattamento presenti nell'area.

Angola GNL

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG che gestisce un impianto di liquefazione, presso Soyo, in grado di proces-

sare 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. L'avvio è stato conseguito nell'aprile 2016 con una produzione media annua di circa 6 mila boe/giorno in quota Eni.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2016 è stata di 98 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 2.451 chilometri quadrati (1.168 in quota Eni).

Nel Dicembre 2016 è stato firmato un accordo quadro con la Repubblica del Congo finalizzato ad uno sviluppo integrato e valorizzazione del gas prodotto nel Paese, lungo tre principali linee strategiche di accesso all'energia, industrializzazione del Paese e sviluppo delle riserve scoperte a zero flaring.

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%), Néné Marine (Eni 65%), Litchendjili (Eni 65%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2016 di circa 89 mila boe/giorno (circa 74 mila in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 68 mila boe/giorno (circa 24 mila in quota Eni).

Nel dicembre 2016 è stata avviata la seconda fase dello sviluppo del giacimento Néné Marine, sanzionata nel 2015, nel blocco Marine XII. Sono proseguite le attività di sviluppo del giacimento Litchendjili nel blocco Marine XII, con il conseguimento del picco produttivo di circa 16 mila boe/giorno (circa 11 mila in quota Eni). La produzione gas del giacimento alimenta la centrale elettrica CEC (Eni 20%).

Nel 2016 sono state completate le attività del Progetto Integrato Hinda (PIH) che ha riguardato 22 villaggi nell'area di M'Boundi, coinvolgendo circa 25.000 persone. Nel periodo 2010-2016 le attività del PIH hanno visto programmi di assistenza nei campi dell'educazione primaria, dell'accesso all'acqua, della salute materno infantile e la realizzazione di un centro di formazione professionale per lo sviluppo dell'attività agricola.

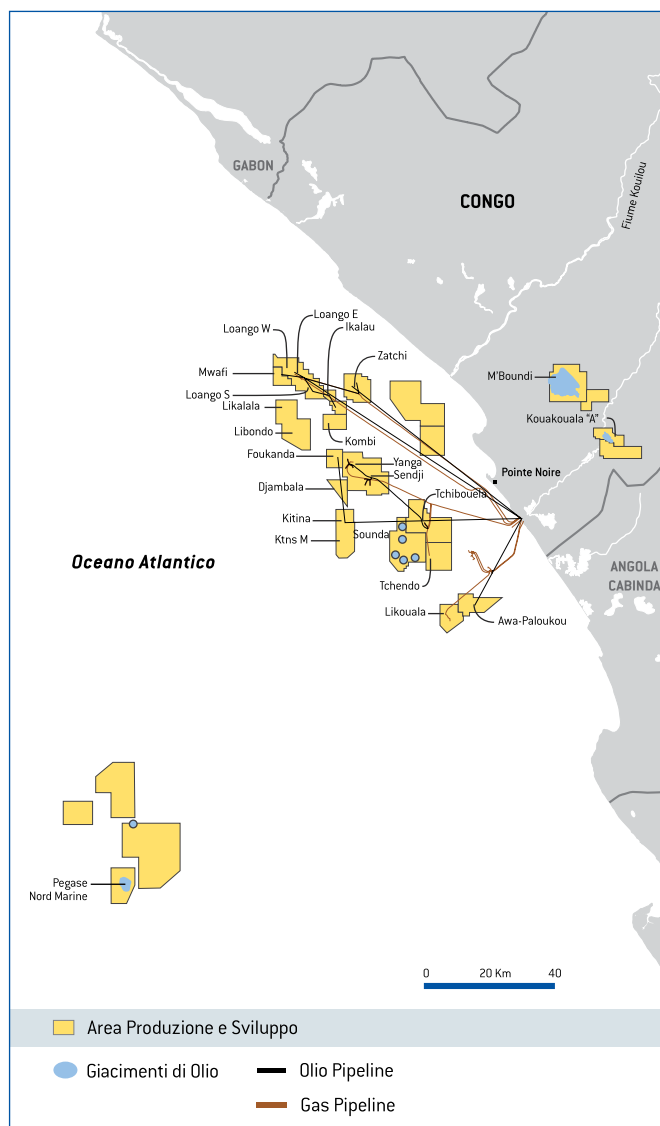
Ulteriori progetti in corso includono la realizzazione di infrastrutture a supporto della valorizzazione della cultura locale, con interventi di ristrutturazione e riabilitazione nelle aree di Brazzaville, Pointe Noire e Makoua.

Ghana

Eni è presente in Ghana dal 2009 ed è attualmente l'operatore con una quota del 44,44% 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 offshore Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%). Il blocco della superficie di circa 1.000 chilometri quadrati e una profondità d'acqua compresa tra 100 e 1.200 metri è localizzato in prossimità del blocco OCTP, e in caso di successo esplorativo beneficerà delle infrastrutture del progetto OCTP in esecuzione.

Sviluppo Le attività di sviluppo sono concentrate nello sviluppo delle riserve di olio e gas del progetto OCTP, con lo start-up della produzione di petrolio previsto nel 2017 e first gas nel 2018. Nel 2016 le at-



tività hanno riguardato il completamento delle attività di drilling dei 18 pozzi di sviluppo e la ristrutturazione di un'unità FPSO. Sono stati assegnati i contratti di installazione delle sealine e di costruzione dell'impianto gas onshore.

Il progetto OCTP sarà sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, la re-iniezione di acqua e nessun flaring di gas in normale produzione consentiranno di minimizzare gli impatti ambientali. Inoltre, il gas non associato che sarà messo in produzione sarà utilizzato negli impianti esistenti per la generazione di elettricità e in futuro alimenterà nuove centrali elettriche.

È stato avviato il Livelihood Restoration Plan che coprirà il periodo 2016-2020 a sostegno della popolazione nelle aree adiacenti alle attività del progetto OCTP. L'obiettivo è di migliorare in modo sostenibile le condizioni della popolazione coinvolta attraverso progetti adeguati al contesto socio-economico. Sono previste iniziative nei campi dell'agricoltura, dell'allevamento, della pesca e della micro-imprenditoria.

Nel 2016 si è concluso il progetto di sostenibilità nella zona di Sanzule con la costruzione e la riabilitazione delle strutture sanitarie nonché la formazione del personale sanitario locale.

Mozambico

Eni è presente in Mozambico dal 2006 a seguito dell'acquisizione dell'Area 4 nel bacino offshore di Rovuma, localizzato nell'area settentrionale del Paese. Eni possiede indirettamente una quota del 50% nel blocco attraverso una partecipazione del 71,4% in Eni East Africa, operatore della concessione con il 70%. Gli altri partner sono Galp, Kogas e ENH con una partecipazione del 10% e CNPC con una partecipazione indiretta del 20%, attraverso Eni East Africa. 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 soli 3 anni. Ad oggi sono state accertate risorse in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi localizzate in differenti sezioni dell'area. Inoltre Eni è operatore del blocco esplorativo offshore A-5A (Eni 34%) nelle acque profonde dello Zambesi.

Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori. A seguito del completamento della transazione, Eni East Africa sarà controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7%, mentre CNPC deterrà il 28,6%. Eni continuerà a gestire il progetto Coral Floating LNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guiderà la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consentirà l'utilizzo delle migliori competenze tecniche sia di Eni sia di ExxonMobil, ognuna delle quali si concentrerà su ambiti distinti e scopi chiaramente definiti pur mantenendo i vantaggi di un progetto completamente integrato.

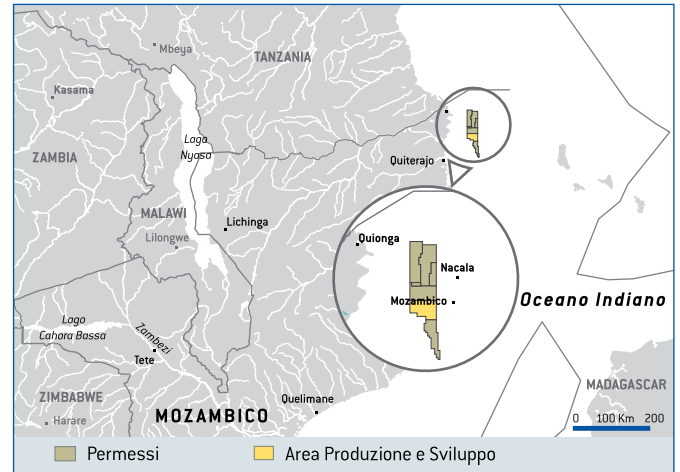
Sviluppo Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle risorse straddling di Mamba.

Il progetto Coral South Development, che è stato approvato dal Governo del Mozambico nel Febbraio 2016, prevede la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di oltre 3,3 milioni di tonnellate all'anno, equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi, alimentato da 6 pozzi. Eni prevede di produrre fino a 140 miliardi di metri cubi di gas, con start-up atteso nella metà del 2022. Nell'ottobre 2016 è stato firmato tra Eni, i partner dell'Area 4 e BP l'accordo vincolante per la fornitura per oltre 20 anni di tutto il GNL che sarà prodotto dal progetto Coral South. Nel novembre 2016 il progetto ha ottenuto l'approvazione dell'investimento da parte del CdA di Eni, ulteriore passo verso la FID che diverrà esecutiva con l'approvazione degli altri partner e la sottoscrizione del project financing in fase di finalizzazione.

Il programma di sviluppo del progetto Mamba prevede un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko). Le attività prevedono la realizzazione di due treni GNL onshore con una capacità complessiva di 10 milioni di tonnellate all'anno e la perforazione di 16 pozzi, con start-up nel 2023, per la produzione di 385 miliardi di metri cubi di gas. La FID è prevista nel 2018.

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 parte integrante delle attività di sviluppo. Le linee guida prevedono diversi ambiti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni nel rispetto della biodiversità.

Nel corso del 2016 sono stati completati in particolare: (i) interventi nell'ambito dell'educazione primaria a Pemba con iniziative di formazione, programmi extrascolastici, fornitura di attrezzature e materiale didattico; (ii) riabilitazione della strada di collegamento per il mer-



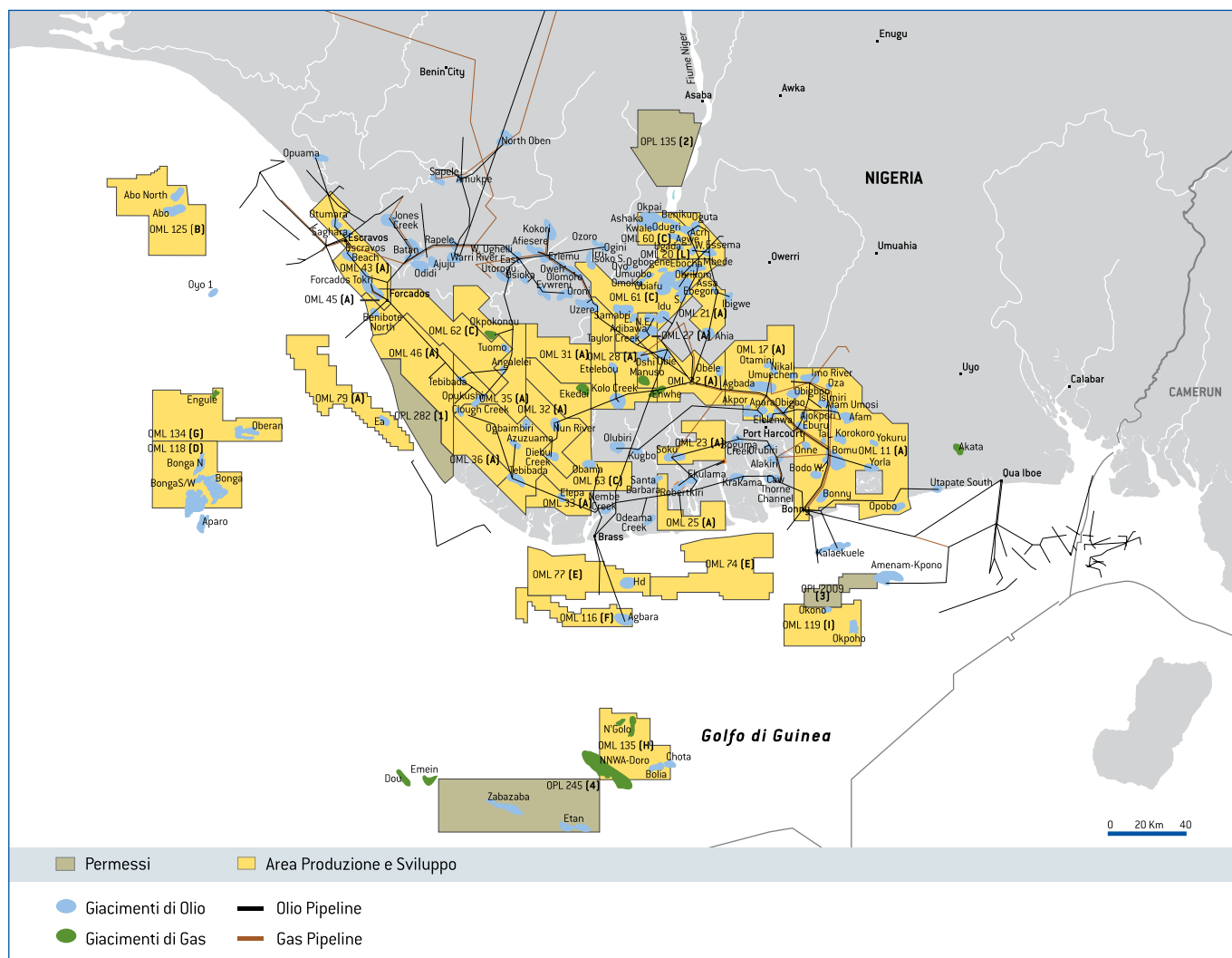
cato del pesce a Palma; e (iii) interventi di formazione specialistica per medici, infermieri e tecnici ospedalieri.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2016 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 117 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 30.769 chilometri quadrati (7.370 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 17 blocchi onshore e in 1 blocco nell'offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell'offshore convenzionale. Nella fase esplorativa Eni è operatore delle OML 134 (Eni 85%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).

Nell'ambito del procedimento in corso in Nigeria, il 27 gennaio 2017 l'Autorità inquirente – l'Economic and Financial Crime Commission (EFCC) – ha ottenuto dalla Alta Corte Federale di Abuja, sia per la quota Eni, sia per la quota Shell, un ordine di sequestro temporaneo del titolo minerario relativo all'OPL 245. Il provvedimento di sequestro è stato tempestivamente impugnato sia da Eni che da Shell. Il 17 marzo 2017, la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro. Sulla base di tali sviluppi non sussistono allo stato le condizioni per una rettifica di valore dell'asset. Non appena avuto notizie nel luglio 2014 dell'avvio di indagini in Italia sull'acquisizione dell'OPL 245, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza Eni hanno affidato ad un primario studio legale statunitense una verifica indipendente in relazione all'acquisizione del titolo minerario in oggetto. Tale verifica, che ha considerato anche le evidenze documentali rese disponibili delle diverse Autorità giudiziarie, ha in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla predetta transazione. Maggiori informazioni sono fornite nella Relazione Finanziaria Annuale 2016, nelle note al bilancio consolidato n.16 "Immobili, Impianti e Macchinari" e n.38 "Garanzie, impegni e rischi". Nel gennaio 2017 è stato firmato con la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) un Memorandum of Understanding che promuove nuove attività in grado di contribuire in misura significativa allo sviluppo economico e sociale del Paese. In particolare l'accordo di cooperazione include: (i) un maggior focus delle attività di esplorazione e sviluppo nelle aree onshore, offshore e offshore ultra-profondo; (ii) i



termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) lo sviluppo accelerato della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese.

Nel 2016 sono proseguiti i programmi a sostegno della popolazione locale del Delta del Niger con iniziative nel settore delle infrastrutture pubbliche, servizi di educazione primaria, programmi sanitari e di accesso all'energia, nonché attività di training per lo sviluppo socio-economico in particolare nel settore agricolo.

Nel novembre 2016 si è svolta la ventesima edizione del Green River Project Farmer Day. Il Green River Project, iniziato nel 1987, sostiene la nascita e la gestione efficiente di aziende agricole e centri di lavorazione di prodotti agricoli. Il progetto presente in 120 comunità ha visto il coinvolgimento di 35.000 agricoltori e oltre 500.000 persone hanno beneficiato delle iniziative del progetto.

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 2016 oltre il 41% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 48 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 Kwaile-Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2016 le forniture alla centrale sono state di circa 1,5 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 10 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni).

Blocco OML 118

Produzione Nel 2016 il giacimento Bonga ha prodotto circa 20 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila boe/giorno e di stoccaggio di 2 milioni di boe. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato nel giacimento di Bonga, la perforazione e lo start-up produttivo di tre nuovi pozzi, due produttori e uno di iniezione di acqua.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2016 ha prodotto circa 20 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 40 mila boe/giorno e di stoccaggio di 800 mila boe.

SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2016, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 22% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 25 mila boe/giorno. Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel blocco OML 28 (Eni 5%), le attività di drilling nell'ambito del progetto integrato nell'area di Gbaran-Ubie per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny con start-up nel secondo semestre 2016; e (ii) nel blocco OML 43 (Eni 5%), il programma di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri che prevede l'hook-up dei rimanenti 12 pozzi produttori dei 23 già perforati, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel corso del primo semestre del 2017.

Nigeria GNL

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni della SPDC JV e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) 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 49 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak, partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan e con una quota del 50% per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio.

Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCPSA) 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. **Produzione** Il 28 settembre 2016 è stata riavviata la produzione del giacimento Kashagan, dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate che avevano costretto il consorzio a interrompere le operazioni alla fine del 2013. La produzione ha raggiunto il livello di 185 mila boe/giorno alla fine del 2016. La fase di ramp-up porterà la capacità produttiva fino al livello di 370 mila barili/giorno entro il 2017, in concomitanza all'avvio delle attività di iniezione di gas.

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 civili.

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. Eni e Shell sono co-operatori.

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 231 mila barili/giorno di liquidi (61 mila in quota Eni) e 26 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 7 milioni in quota Eni).

L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 51% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia, ed il restante volume per la re-iniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. Circa il 91% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 250 mila barili/giorno per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara che si connette con i sistemi di esportazione russi. La rimanente parte di liquidi (circa 16 mila barili/giorno) viene inviata non stabilizzata alla centrale di Orenburg.

Sviluppo È allo studio l'Expansion Project attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi. 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 allo sviluppo del giacimento ed in conformità alle

best practice e standard internazionali, proseguono le attività di rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015. Nel 2016 si è conclusa la prima fase di progetto che ha visto la rilocalizzazione di parte della popolazione, la realizzazione di scuole e strade ed interventi per garantire la fornitura di gas e acqua. Sono state avviate le attività di costruzione per trasferire la rimanente popolazione, il cui completamento è previsto nel corso del 2017. 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 2016 la produzione in quota Eni è stata di 16 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore orientale e nell'onshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 34.489 chilometri quadrati (25.181 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.

Nel 2016 è stato conseguito l'avvio produttivo del progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale.

Sviluppo Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano il progetto Jangkrik (Eni 55%, operatore) nell'offshore del Kalimantan. Il progetto sta avviandosi verso la conclusione della fase esecutiva con tutti i pozzi di sviluppo sottomarini in offshore profondo perforati e con l'unità di produzione galleggiante (Floating Production Unit) ormai prossima al completamento. Sono anche in fase di completamento i sistemi di trasporto e le strutture di ricezione dell'onshore. Lo start-up è previsto nel 2017. Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta nella parte occidentale del Blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al campo di Jangkrik permetterà di sfruttare le sinergie e di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del futuro piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field.

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 2016 ha prodotto 67 mila barili/giorno in quota Eni.

A inizio marzo 2016 sono stati avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities - IPF) che assieme ai cinque già esistenti, ristrutturati e ammo-

dernati, 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 e di raggiungere il plateau produttivo. Con l'avvio dei nuovi impianti la fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) è stata completata.

Sviluppo Proseguono le attività relative ad un'ulteriore fase di sviluppo del giacimento (Enhanced Redevelopment Plan) che consentiranno di raggiungere il plateau di 700 mila barili/giorno e di massimizzare l'utilizzo del gas associato per la produzione di energia elettrica. Continuano le iniziative a supporto delle comunità locali. Le attività hanno riguardato interventi infrastrutturali volti al rafforzamento dei servizi di base, progetti a supporto delle attività didattiche, ristrutturazione di edifici scolastici, programmi di accesso all'acqua e nell'ambito dei servizi igienico-sanitari nonché la costruzione di strade. Inoltre nel corso del 2016 è stata inaugurata una scuola primaria nella zona di Al Barjazia.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 32 mila boe/giorno, prevalentemente gas, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.663 chilometri quadrati (8.746 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), Latif (Eni 33,33%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2016 hanno prodotto circa il 79% della produzione Eni nel Paese.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato la perforazione di nuovi pozzi di sviluppo 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 2016, la produzione in quota Eni è stata di 10 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 2016 la produzione in quota Eni è stata di 10 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.

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

Sviluppo Nel Dicembre 2016, le attività di sviluppo del progetto Villano Fase VI sono state avviate con la perforazione del primo di due pozzi di infilling.

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 2.317 chilometri quadrati (1.186 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2016 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 93 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 84 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 44 come operatore.

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%), Hadrian South (Eni 30%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Fronrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%).

Nel corso dell'anno è stato conseguito: (i) l'avvio produttivo del progetto Heidelberg nell'offshore profondo del Golfo del Messico, con una produzione attuale di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni. Nel corso del 2017 è previsto il completamento delle attività di sviluppo pianificate; (ii) il completamento e conseguente start-up della Fase 2 del programma di sviluppo del campo di Lucius, che ha portato il livello produttivo a 100 mila boe/giorno (8 mila in quota Eni); e (iii) lo start-up produttivo del pozzo Devil's Tower South-West nell'ambito dello sviluppo del giacimento operato Devil's Tower, con una produzione di circa 2 mila boe/giorno.

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 4 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni partecipa in 43 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 30% e il 100%, dei quali 27 operati.

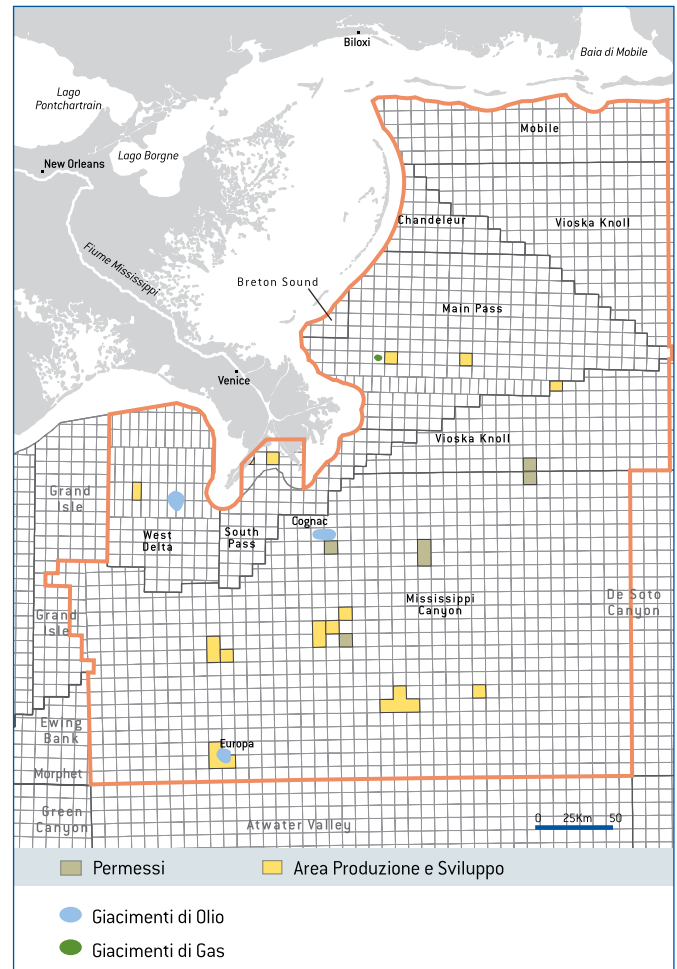
Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 24 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2016 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.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 61 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 Junin 5 e Corocoro 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%. Il giacimento a gas di Perla è operato dalla joint venture Cardon IV, 50%-50% tra Eni e Repsol.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Perla, localizzato nel Golfo di Venezuela, dal giant Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, e da Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il proseguimento delle attività di drilling sul giacimento Junin 5. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo; e (ii) il completamento della prima fase di sviluppo del giacimento di Perla. Il programma di sviluppo prevede due ulteriori fasi di sviluppo per il raggiun-

gimento del plateau produttivo di circa 34 milioni di metri cubi/giorno. Nel 2016 sono stati realizzati impianti eolici per la fornitura di energia elettrica nell'area di Punta Macolla.

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 2016 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 24 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 16.868 chilometri quadrati (10.383 chilometri quadrati in quota Eni).

Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nei Blocchi WA-33-L (Eni 100%) e JPDA 03-13 (Eni 10,99%). Nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa nelle aree NT/RL8 (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 coo-

perazione tra Australia e Timor Leste (JPDA), da Production Sharing Agreement.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009, ha prodotto 634 milioni di metri cubi/anno nel 2016 (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.

Blocco JPDA 03-13

Produzione Il giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, in produzione dal 2004, ha prodotto 140 mila boe/giorno (circa 13 mila boe in quota Eni) nel 2016. 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.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica

(milioni di boe)

| (al 31 dicembre) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|
| 2014 | | | | | | | | | | |
| Riserve certe di idrocarburi | 503 | 544 | 1.756 | | 1.320 | 1.069 | 290 | 960 | 160 | 6.602 |
| <i>Società consolidate</i> | 503 | 544 | 1.740 | | 1.239 | 1.069 | 285 | 232 | 160 | 5.772 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 16 | | 81 | | 5 | 728 | | 830 |
| Sviluppate | 401 | 335 | 919 | | 725 | 589 | 115 | 214 | 135 | 3.433 |
| <i>Società consolidate</i> | 401 | 335 | 904 | | 702 | 589 | 112 | 188 | 135 | 3.366 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 15 | | 23 | | 3 | 26 | | 67 |
| Non sviluppate | 102 | 209 | 837 | | 595 | 480 | 175 | 746 | 25 | 3.169 |
| <i>Società consolidate</i> | 102 | 209 | 836 | | 537 | 480 | 173 | 44 | 25 | 2.406 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 1 | | 58 | | 2 | 702 | | 763 |
| 2015 | | | | | | | | | | |
| Riserve certe di idrocarburi | 465 | 495 | 1.708 | | 1.369 | 1.198 | 426 | 1.079 | 150 | 6.890 |
| <i>Società consolidate</i> | 465 | 495 | 1.694 | | 1.282 | 1.198 | 422 | 269 | 150 | 5.975 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 14 | | 87 | | 4 | 810 | | 915 |
| Sviluppate | 362 | 404 | 1.024 | | 786 | 689 | 161 | 482 | 115 | 4.023 |
| <i>Società consolidate</i> | 362 | 404 | 1.010 | | 764 | 689 | 159 | 217 | 115 | 3.720 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 14 | | 22 | | 2 | 265 | | 303 |
| Non sviluppate | 103 | 91 | 684 | | 583 | 509 | 265 | 597 | 35 | 2.867 |
| <i>Società consolidate</i> | 103 | 91 | 684 | | 518 | 509 | 263 | 52 | 35 | 2.255 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | | | 65 | | 2 | 545 | | 612 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Riserve certe di idrocarburi | 354 | 426 | 2.446 | 1.293 | 1.399 | 1.221 | 493 | 1.006 | 145 | 7.490 |
| <i>Società consolidate</i> | 354 | 426 | 2.432 | 1.293 | 1.317 | 1.221 | 491 | 227 | 145 | 6.613 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 14 | | 82 | | 2 | 779 | | 877 |
| Sviluppate | 287 | 374 | 971 | 352 | 835 | 966 | 177 | 554 | 111 | 4.275 |
| <i>Società consolidate</i> | 287 | 374 | 957 | 352 | 809 | 966 | 175 | 205 | 111 | 3.884 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 14 | | 26 | | 2 | 349 | | 391 |
| Non sviluppate | 67 | 52 | 1.475 | 941 | 564 | 255 | 316 | 452 | 34 | 3.215 |
| <i>Società consolidate</i> | 67 | 52 | 1.475 | 941 | 508 | 255 | 316 | 22 | 34 | 2.729 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | | | 56 | | | 430 | | 486 |

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica

(milioni di barili)

| (al 31 dicembre) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 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 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Riserve certe di petrolio e condensati | 176 | 264 | 748 | 281 | 824 | 767 | 307 | 303 | 9 | 3.398 |
| <i>Società consolidate</i> | 176 | 264 | 735 | 281 | 809 | 767 | 307 | 163 | 9 | 3.230 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 13 | | 15 | | | 140 | | 168 |
| Sviluppate | 132 | 228 | 505 | 205 | 515 | 556 | 124 | 165 | 8 | 2.233 |
| <i>Società consolidate</i> | 132 | 228 | 492 | 205 | 507 | 556 | 124 | 143 | 8 | 2.190 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 13 | | 8 | | | 22 | | 43 |
| Non sviluppate | 44 | 36 | 243 | 76 | 309 | 211 | 183 | 138 | 1 | 1.165 |
| <i>Società consolidate</i> | 44 | 36 | 243 | 76 | 302 | 211 | 183 | 20 | 1 | 1.040 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | | | 7 | | | 118 | | 125 |

Riserve certe di gas naturale per area geografica

(milioni di metri cubi)

| (al 31 dicembre) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|---------------------|----------------|
| 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 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Riserve certe di gas naturale | 27.648 | 24.889 | 262.602 | 156.316 | 88.790 | 70.349 | 28.544 | 108.626 | 20.964 | 632.412 |
| <i>Società consolidate</i> | 27.648 | 24.889 | 262.188 | 156.316 | 78.369 | 70.349 | 28.395 | 9.993 | 20.964 | 522.795 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 414 | | 10.421 | | 149 | 98.633 | | 109.617 |
| Sviluppate | 23.925 | 22.674 | 72.098 | 22.630 | 49.696 | 63.391 | 8.060 | 60.025 | 15.822 | 315.691 |
| <i>Società consolidate</i> | 23.925 | 22.674 | 71.684 | 22.630 | 46.769 | 63.391 | 7.911 | 9.580 | 15.822 | 261.756 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | 414 | | 2.927 | | 149 | 50.445 | | 53.935 |
| Non sviluppate | 3.723 | 2.215 | 190.504 | 133.686 | 39.094 | 6.958 | 20.484 | 48.601 | 5.142 | 316.721 |
| <i>Società consolidate</i> | 3.723 | 2.215 | 190.504 | 133.686 | 31.600 | 6.958 | 20.484 | 413 | 5.142 | 261.039 |
| <i>Società in joint venture e collegate</i> | | | | | 7.494 | | | 48.188 | | 55.682 |

| Produzione di idrocarburi per Paese^(a) | (migliaia di boe/giorno) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 179 | 169 | 133 |
| Resto d'Europa | | 190 | 185 | 201 |
| Croazia | | 7 | 4 | 5 |
| Norvegia | | 112 | 105 | 133 |
| Regno Unito | | 71 | 76 | 63 |
| Africa Settentrionale | | 567 | 662 | 647 |
| Algeria | | 109 | 96 | 98 |
| Egitto | | 206 | 189 | 185 |
| Libia | | 239 | 365 | 353 |
| Tunisia | | 13 | 12 | 11 |
| Africa Sub-Sahariana | | 325 | 341 | 339 |
| Angola | | 84 | 101 | 124 |
| Congo | | 106 | 103 | 98 |
| Nigeria | | 135 | 137 | 117 |
| Kazakhstan | | 88 | 95 | 111 |
| Resto dell'Asia | | 98 | 135 | 127 |
| Cina | | 4 | 3 | 2 |
| India | | 1 | 1 | |
| Indonesia | | 16 | 17 | 16 |
| Iran | | 1 | 22 | |
| Iraq | | 21 | 40 | 67 |
| Pakistan | | 45 | 41 | 32 |
| Turkmenistan | | 10 | 11 | 10 |
| America | | 125 | 147 | 177 |
| Ecuador | | 12 | 11 | 10 |
| Stati Uniti | | 92 | 98 | 93 |
| Trinidad e Tobago | | 11 | 13 | 13 |
| Venezuela | | 10 | 25 | 61 |
| Australia e Oceania | | 26 | 26 | 24 |
| Australia | | 26 | 26 | 24 |
| Totale estero | | 1.419 | 1.591 | 1.626 |
| | | 1.598 | 1.760 | 1.759 |
| di cui società in joint venture e collegate | | 22 | 34 | 75 |
| Angola | | 2 | | 6 |
| Indonesia | | 5 | 5 | 4 |
| Tunisia | | 5 | 4 | 4 |
| Venezuela | | 10 | 25 | 61 |

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (13,5, 11,2, e 12,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014).

| Produzione venduta di idrocarburi | | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|--------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Produzione di idrocarburi | (milioni di boe) | 583,1 | 642,4 | 643,8 |
| Variazione rimanenze/altre | | (4,2) | (1,9) | (3,1) |
| Autoconsumi di gas | | (29,4) | (26,4) | (32,1) |
| Produzione venduta di idrocarburi^(b) | | 549,5 | 614,1 | 608,6 |
| petrolio | (milioni di barili) | 299,78 | 330,12 | 320,13 |
| - di cui ai settori mid-downstream | | 184,74 | 201,92 | 216,24 |
| gas naturale | (miliardi di metri cubi) | 38,83 | 44,17 | 44,58 |
| - di cui a settore G&P | | 10,51 | 11,17 | 9,82 |

(b) Include 24 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2016 (11,4 e 6,1 milioni di boe nel 2015 e 2014, rispettivamente).

| Produzione di petrolio e condensati per Paese | (migliaia di barili/giorno) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-----------------------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 73 | 69 | 47 |
| Resto d'Europa | | 93 | 85 | 109 |
| Norvegia | | 62 | 57 | 86 |
| Regno Unito | | 31 | 28 | 23 |
| Africa Settentrionale | | 252 | 272 | 244 |
| Algeria | | 83 | 79 | 77 |
| Egitto | | 88 | 96 | 76 |
| Libia | | 73 | 89 | 84 |
| Tunisia | | 8 | 8 | 7 |
| Africa Sub-Sahariana | | 231 | 256 | 248 |
| Angola | | 75 | 96 | 109 |
| Congo | | 80 | 78 | 71 |
| Nigeria | | 76 | 82 | 68 |
| Kazakhstan | | 52 | 56 | 65 |
| Resto dell'Asia | | 37 | 78 | 79 |
| Cina | | 4 | 3 | 2 |
| Indonesia | | 2 | 3 | 4 |
| Iran | | 1 | 22 | |
| Iraq | | 21 | 40 | 64 |
| Turkmenistan | | 9 | 10 | 9 |
| America | | 84 | 87 | 83 |
| Ecuador | | 12 | 11 | 10 |
| Stati Uniti | | 62 | 64 | 59 |
| Venezuela | | 10 | 12 | 14 |
| Australia e Oceania | | 6 | 5 | 3 |
| Australia | | 6 | 5 | 3 |
| Totale estero | | 755 | 839 | 831 |
| | | 828 | 908 | 878 |
| di cui società in joint venture e collegate | | 15 | 17 | 19 |
| Angola | | | | 1 |
| Indonesia | | 1 | 1 | 1 |
| Tunisia | | 4 | 4 | 3 |
| Venezuela | | 10 | 12 | 14 |

| Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita^(a) | (migliaia di boe/giorno) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 171 | 161 | 127 |
| Resto d'Europa | | 184 | 179 | 195 |
| Africa Settentrionale | | 532 | 635 | 611 |
| Africa Sub-Sahariana | | 307 | 324 | 316 |
| Kazakhstan | | 85 | 92 | 107 |
| Resto dell'Asia | | 91 | 128 | 118 |
| America | | 122 | 144 | 174 |
| Australia e Oceania | | 25 | 25 | 23 |
| | | 1.517 | 1.688 | 1.671 |
| di cui società in joint venture e collegate | | 20 | 33 | 71 |
| Africa Settentrionale | | 4 | 4 | 3 |
| Africa Sub-Sahariana | | 2 | | 4 |
| Resto dell'Asia | | 4 | 5 | 4 |
| America | | 10 | 24 | 60 |

(a) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

| Produzione di gas naturale per Paese^(a) | (milioni di metri cubi/giorno) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 16,5 | 15,5 | 13,3 |
| Resto d'Europa | | 15,2 | 15,6 | 14,1 |
| Croazia | | 1,1 | 0,6 | 0,7 |
| Norvegia | | 7,8 | 7,5 | 7,3 |
| Regno Unito | | 6,3 | 7,5 | 6,1 |
| Africa Settentrionale | | 48,8 | 60,7 | 62,2 |
| Algeria | | 4,0 | 2,7 | 3,3 |
| Egitto | | 18,4 | 14,4 | 16,9 |
| Libia | | 25,8 | 43,0 | 41,5 |
| Tunisia | | 0,6 | 0,6 | 0,5 |
| Africa Sub-Sahariana | | 14,7 | 13,3 | 14,0 |
| Angola | | 1,4 | 0,9 | 2,2 |
| Congo | | 4,1 | 3,9 | 4,2 |
| Nigeria | | 9,2 | 8,5 | 7,6 |
| Kazakhstan | | 5,7 | 6,2 | 7,2 |
| Resto dell'Asia | | 9,4 | 8,9 | 7,6 |
| India | | 0,1 | 0,1 | |
| Indonesia | | 2,1 | 2,2 | 2,0 |
| Iraq | | | | 0,5 |
| Pakistan | | 7,0 | 6,4 | 4,9 |
| Turkmenistan | | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| America | | 6,2 | 9,2 | 14,5 |
| Stati Uniti | | 4,5 | 5,3 | 5,3 |
| Trinidad e Tobago | | 1,7 | 2,0 | 2,0 |
| Venezuela | | | 1,9 | 7,2 |
| Australia e Oceania | | 3,1 | 3,2 | 3,2 |
| Australia | | 3,1 | 3,2 | 3,2 |
| Totale estero | | 103,1 | 117,1 | 122,8 |
| | | 119,6 | 132,6 | 136,1 |
| di cui società in joint venture e collegate | | 1,1 | 2,8 | 8,7 |
| Angola | | 0,3 | | 0,8 |
| Indonesia | | 0,7 | 0,7 | 0,6 |
| Tunisia | | 0,1 | 0,2 | 0,1 |
| Venezuela | | | 1,9 | 7,2 |

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (13,5, 11,2 e 12,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014).

| Produzione di gas naturale disponibile per la vendita^(b) | (milioni di metri cubi/giorno) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|--------------------------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 15 | 14 | 12 |
| Resto d'Europa | | 14 | 14 | 13 |
| Africa Settentrionale | | 44 | 56 | 57 |
| Africa Sub-Sahariana | | 12 | 11 | 11 |
| Kazakhstan | | 5 | 6 | 7 |
| Resto dell'Asia | | 8 | 8 | 6 |
| America | | 6 | 9 | 14 |
| Australia e Oceania | | 3 | 3 | 3 |
| | | 107 | 121 | 123 |
| di cui società in joint venture e collegate | | 1 | 3 | 8 |
| Africa Sub-Sahariana | | | | 1 |
| Resto dell'Asia | | 1 | 1 | |
| America | | | 2 | 7 |

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

| Prezzi medi di realizzo | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | CONS | JV | CONS | JV | CONS | JV |
| Petrolio e condensati (\$/barile) | | | | | | |
| Italia | 87,80 | | 43,46 | | 33,19 | |
| Resto d'Europa | 88,80 | | 45,88 | | 39,97 | |
| Africa Settentrionale <i>di cui: Egitto</i> | 88,99 | 17,94 | 46,66 | 18,03 | 39,43 | 17,93 |
| Africa Sub-Sahariana | 93,45 | | 49,91 | | 41,92 | |
| Kazakhstan | 91,86 | | 48,26 | | 39,61 | |
| Resto dell'Asia | 77,99 | 65,90 | 40,10 | 27,89 | 36,89 | 34,95 |
| America | 79,13 | 81,48 | 43,36 | 38,18 | 34,86 | 32,39 |
| Australia e Oceania | 91,61 | | 45,84 | | 37,96 | |
| | 88,90 | 70,56 | 46,46 | 35,15 | 39,33 | 30,85 |
| Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi) | | | | | | |
| Italia | 308,47 | | 244,54 | | 174,28 | |
| Resto d'Europa | 299,86 | | 222,60 | | 158,84 | |
| Africa Settentrionale <i>di cui: Egitto</i> | 285,40 | 214,74 | 165,54 | 133,63 | 116,11 | 65,21 |
| Africa Sub-Sahariana | 74,92 | | 52,72 | | 49,83 | |
| Kazakhstan | 21,98 | | 16,60 | | 11,96 | |
| Resto dell'Asia | 218,15 | 552,34 | 170,43 | 327,51 | 123,73 | 209,02 |
| America | 139,73 | | 77,73 | 149,83 | 68,71 | 147,40 |
| Australia e Oceania | 263,30 | | 178,87 | | 127,12 | |
| | 241,31 | 499,05 | 160,17 | 187,09 | 113,20 | 150,03 |
| Idrocarburi (\$/boe) | | | | | | |
| Italia | 64,80 | | 40,36 | | 29,27 | |
| Resto d'Europa | 67,87 | | 40,21 | | 33,27 | |
| Africa Settentrionale <i>di cui: Egitto</i> | 65,36 | 21,43 | 34,61 | 18,60 | 26,46 | 16,27 |
| Africa Sub-Sahariana | 73,18 | | 40,92 | | 35,08 | |
| Kazakhstan | 57,20 | | 30,02 | | 24,52 | |
| Resto dell'Asia | 52,75 | 83,12 | 35,18 | 49,42 | 31,18 | 32,76 |
| America | 59,94 | 81,48 | 31,71 | 30,72 | 25,45 | 24,95 |
| Australia e Oceania | 52,46 | | 31,51 | | 22,00 | |
| | 65,36 | 72,19 | 36,54 | 31,95 | 29,30 | 25,05 |
| Gruppo Eni | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
| Petrolio e condensati (\$/barile) | 88,71 | | 46,30 | | 39,18 | |
| Gas Naturale (\$/migliaia di metri cubi) | 242,80 | | 160,78 | | 115,51 | |
| Idrocarburi (\$/boe) | 65,49 | | 36,47 | | 29,14 | |

| Superficie netta sviluppata e non sviluppata | (chilometri quadrati) | | |
|--|-----------------------|----------------|----------------|
| | 2014 | 2015 | 2016 |
| Europa | 44.842 | 45.123 | 45.380 |
| Italia | 17.297 | 16.975 | 16.767 |
| Resto d'Europa | 27.545 | 28.148 | 28.613 |
| Africa | 159.341 | 157.441 | 152.676 |
| Africa Settentrionale | 21.693 | 25.699 | 29.392 |
| Africa Sub-Sahariana | 137.648 | 131.742 | 123.284 |
| Asia | 109.237 | 117.183 | 109.761 |
| Kazakhstan | 869 | 869 | 869 |
| Resto dell'Asia | 108.368 | 116.314 | 108.892 |
| America | 7.943 | 6.628 | 5.696 |
| Australia e Oceania | 13.376 | 16.333 | 10.383 |
| Totale | 334.739 | 342.708 | 323.896 |

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2016

| | 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 | | 295 | 15.693 | 10.827 | 51.758 | 34.553 | | 117 | 88 |
| Italia | 1926 | 146 | 10.498 | 8.775 | 10.320 | 7.992 | Onshore/Offshore | 78 | 60 |
| Resto d'Europa | | 149 | 5.195 | 2.052 | 41.438 | 26.561 | | 39 | 28 |
| 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 | | |
| Montenegro | 2016 | 4 | | | 1.228 | 614 | Offshore | | |
| Norvegia | 1965 | 57 | 2.311 | 452 | 6.045 | 2.156 | Offshore | 19 | 23 |
| Portogallo | 2014 | 3 | | | 4.547 | 3.182 | Offshore | | |
| Regno Unito | 1964 | 67 | 909 | 613 | 5.932 | 5.715 | Offshore | 10 | 2 |
| Altri Paesi | | 11 | | | 6.273 | 2.967 | Onshore/Offshore | | |
| AFRICA | | 264 | 46.384 | 11.729 | 264.600 | 140.947 | | 263 | 121 |
| Africa Settentrionale | | 121 | 14.292 | 5.738 | 54.122 | 23.654 | | 104 | 54 |
| Algeria | 1981 | 42 | 3.222 | 1.148 | 187 | 31 | Onshore | 36 | 7 |
| Egitto | 1954 | 57 | 5.508 | 2.074 | 22.523 | 8.591 | Onshore/Offshore | 41 | 23 |
| Libia | 1959 | 11 | 1.962 | 958 | 24.673 | 12.336 | Onshore/Offshore | 6 | 20 |
| Marocco | 2016 | 1 | | | 6.739 | 2.696 | Offshore | | |
| Tunisia | 1961 | 10 | 3.600 | 1.558 | | | Onshore/Offshore | 21 | 4 |
| Africa Sub-Sahariana | | 143 | 32.092 | 5.991 | 210.478 | 117.293 | | 159 | 67 |
| Angola | 1980 | 57 | 8.160 | 1.024 | 12.892 | 3.343 | Onshore/Offshore | 57 | 19 |
| Congo | 1968 | 25 | 1.794 | 971 | 657 | 197 | Onshore/Offshore | 23 | 2 |
| Costa d'Avorio | 2015 | 1 | | | 954 | 286 | Offshore | | |
| Gabon | 2008 | 4 | | | 6.217 | 6.217 | Onshore/Offshore | | 1 |
| Ghana | 2009 | 3 | | | 1.353 | 579 | Offshore | | 1 |
| Kenya | 2012 | 7 | | | 61.363 | 41.173 | Offshore | | |
| Liberia | 2012 | 1 | | | 2.341 | 585 | Offshore | | |
| Mozambico | 2007 | 6 | | | 3.911 | 1.956 | Offshore | | 6 |
| Nigeria | 1962 | 34 | 22.138 | 3.996 | 8.631 | 3.374 | Onshore/Offshore | 79 | 38 |
| Sud Africa | 2014 | 1 | | | 65.696 | 26.279 | Offshore | | |
| Altri Paesi | | 4 | | | 46.463 | 33.304 | Onshore | | |
| ASIA | | 59 | 18.165 | 6.016 | 198.024 | 103.745 | | 26 | 17 |
| Kazakhstan | 1992 | 6 | 2.391 | 442 | 2.542 | 427 | Onshore/Offshore | 2 | 4 |
| Resto dell'Asia | | 53 | 15.774 | 5.574 | 195.482 | 103.318 | | 24 | 13 |
| Cina | 1984 | 8 | 77 | 13 | 7.056 | 7.056 | Offshore | 5 | |
| India | 2005 | 1 | | | 13.110 | 5.244 | Offshore | | |
| Indonesia | 2001 | 14 | 4.246 | 1.603 | 30.243 | 23.578 | Onshore/Offshore | 8 | 12 |
| Iraq | 2009 | 1 | 1.074 | 446 | | | Onshore | 1 | |
| Myanmar | 2014 | 4 | | | 24.080 | 13.558 | Onshore/Offshore | | |
| Pakistan | 2000 | 14 | 10.177 | 3.332 | 11.486 | 5.414 | Onshore/Offshore | 8 | 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 | | 148 | 4.948 | 3.208 | 8.154 | 2.488 | | 52 | 11 |
| Ecuador | 1988 | 1 | 1.985 | 1.985 | | | Onshore | 1 | 2 |
| Messico | 2015 | 3 | | | 67 | 67 | Offshore | | 3 |
| Stati Uniti | 1968 | 129 | 1.320 | 660 | 997 | 526 | Onshore/Offshore | 42 | 4 |
| Trinidad e Tobago | 1970 | 1 | 382 | 66 | | | Offshore | 6 | |
| 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 | 15.728 | 9.674 | | 2 | 4 |
| Australia | 2001 | 14 | 1.140 | 709 | 15.728 | 9.674 | Offshore | 2 | 4 |
| Totale | | 780 | 86.330 | 32.489 | 538.264 | 291.407 | | 460 | 241 |

(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) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|---------------|--------------|--------------|
| | | | | |
| Acquisto di riserve proved e unproved | | | | 2 |
| Africa Settentrionale | | | | 2 |
| Esplorazione | | 1.030 | 566 | 417 |
| Italia | | 1 | | |
| Resto d'Europa | | 132 | 133 | 11 |
| Africa Settentrionale | | 177 | 232 | 312 |
| Africa Sub-Sahariana | | 511 | 157 | 30 |
| Resto dell'Asia | | 89 | 15 | 57 |
| America | | 109 | 29 | 7 |
| Australia e Oceania | | 11 | | |
| Sviluppo | | 9.021 | 9.341 | 7.770 |
| Italia | | 880 | 679 | 407 |
| Resto d'Europa | | 1.574 | 1.264 | 590 |
| Africa Settentrionale | | 832 | 1.570 | 2.447 |
| Africa Sub-Sahariana | | 3.085 | 2.998 | 2.176 |
| Kazakhstan | | 521 | 835 | 707 |
| Resto dell'Asia | | 1.105 | 1.333 | 1.213 |
| America | | 921 | 637 | 220 |
| Australia e Oceania | | 103 | 25 | 10 |
| Altro | | 105 | 73 | 65 |
| | | 10.156 | 9.980 | 8.254 |

| Vita utile residua delle riserve | (anni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|----------------------------------|--------|-------------|-------------|-------------|
| | | | | |
| Italia | | 7,7 | 7,5 | 7,2 |
| Resto d'Europa | | 7,8 | 7,3 | 5,8 |
| Africa Settentrionale | | 8,5 | 7,1 | 10,4 |
| Africa Sub-Sahariana | | 11,1 | 11,0 | 11,2 |
| Kazakhstan | | 33,4 | 34,5 | 30,5 |
| Resto dell'Asia | | 8,1 | 8,6 | 10,5 |
| America | | 21,3 | 20,1 | 15,5 |
| Australia e Oceania | | 17,8 | 16,0 | 16,1 |
| | | 11,3 | 10,7 | 11,6 |

| Tasso di rimpiazzo delle riserve | [%] | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
|----------------------------------|-----|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| | | organico | all sources | organico | all sources | organico | all sources |
| Italia | | 106 | 106 | 38 | 38 | | |
| Resto d'Europa | | 77 | 81 | 28 | 28 | 5 | 5 |
| Africa Settentrionale | | 78 | 78 | 80 | 80 | 413 | 413 |
| Africa Sub-Sahariana | | 182 | 176 | 153 | 139 | 124 | 124 |
| Kazakhstan | | 206 | 206 | 473 | 473 | 158 | 158 |
| Resto dell'Asia | | 156 | 156 | 375 | 375 | 243 | 243 |
| America | | 87 | 87 | 324 | 322 | | |
| Australia e Oceania | | | | | | 44 | 44 |
| | | 112 | 112 | 148 | 145 | 193 | 193 |

Perforazione esplorativa

| (numero) | Pozzi completati ^(a) | | | | Pozzi in progress ^(b) | | | |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------------------|------------------------|-------------|--------------|
| | 2014 | | 2015 | | 2016 | | 2016 | |
| | successo commerciale | sterili ^(c) | successo commerciale | sterili ^(c) | successo commerciale | sterili ^(c) | totale | in quota Eni |
| Italia | | 0,6 | | | | 1,0 | 4,0 | 2,3 |
| Resto d'Europa | | 4,3 | | 2,2 | 0,1 | 0,4 | 9,0 | 2,3 |
| Africa Settentrionale | 3,5 | 4,3 | 3,3 | 5,8 | 6,0 | 1,8 | 16,0 | 12,3 |
| Africa Sub-sahariana | 7,3 | 7,3 | 0,6 | 2,9 | 0,1 | 1,1 | 32,0 | 17,0 |
| Kazakhstan | | | | | | | 6,0 | 1,1 |
| Resto dell'Asia | 1,3 | 4,3 | | 3,4 | | 0,9 | 8,0 | 3,2 |
| America | 2,0 | 1,4 | 1,0 | 0,3 | | 1,0 | 3,0 | 1,5 |
| Australia e Oceania | | 0,9 | | | | | 1,0 | 0,3 |
| | 14,1 | 23,1 | 4,9 | 14,6 | 6,2 | 6,2 | 79,0 | 40,0 |

Perforazione di sviluppo

| (numero) | Pozzi completati ^(a) | | | | Pozzi in progress | | | |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------|--------------|------------------------|-------------------|------------------------|-------------|--------------|
| | 2014 | | 2015 | | 2016 | | 2016 | |
| | produttivi | sterili ^(c) | produttivi | sterili ^(c) | produttivi | sterili ^(c) | totale | in quota Eni |
| Italia | 12,5 | | 6,0 | | 4,0 | | 1,0 | 1,0 |
| Resto d'Europa | 9,8 | 1,0 | 10,2 | 0,1 | 5,6 | | 4,0 | 0,6 |
| Africa Settentrionale | 54,5 | 1,0 | 30,5 | 2,8 | 38,6 | 1,2 | 18,0 | 10,0 |
| Africa Sub-Sahariana | 31,6 | | 22,0 | 2,5 | 21,2 | 0,2 | 36,0 | 14,0 |
| Kazakhstan | 1,5 | | 4,7 | | 4,6 | | 3,0 | 0,8 |
| Resto dell'Asia | 54,2 | 1,6 | 29,7 | 5,9 | 31,6 | 0,5 | 2,0 | 0,3 |
| America | 22,1 | 0,7 | 17,4 | 0,1 | 9,9 | 1,3 | 4,0 | 1,9 |
| Australia e Oceania | 0,1 | 0,4 | 0,5 | | | | | |
| | 186,3 | 4,7 | 121,0 | 11,4 | 115,5 | 3,2 | 68,0 | 28,6 |

Pozzi produttivi^(d)

| (numero) | 2016 | | | |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | Petrolio | | Gas naturale | |
| | totali | in quota Eni | totali | in quota Eni |
| Italia | 243,0 | 197,1 | 616,0 | 532,4 |
| Resto d'Europa | 395,0 | 72,5 | 160,0 | 88,1 |
| Africa Settentrionale | 1.813,0 | 963,8 | 225,0 | 98,1 |
| Africa Sub-Sahariana | 3.020,0 | 590,3 | 350,0 | 28,8 |
| Kazakhstan | 204,0 | 54,8 | | |
| Resto dell'Asia | 727,0 | 479,1 | 1.036,0 | 393,2 |
| America | 264,0 | 133,3 | 321,0 | 98,5 |
| Australia e Oceania | 7,0 | 3,8 | 18,0 | 3,8 |
| | 6.673,0 | 2.494,7 | 2.726,0 | 1.242,9 |

(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 2.128 (741,9 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

| | | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--|--------|---------|---------------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,82 | 0,89 | 0,28 |
| <i>di cui: dipendenti</i> | | 0,87 | 0,91 | 0,27 |
| <i>contrattisti</i> | | 0,70 | 0,81 | 0,31 |
| Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (€ milioni) | 73.434 | 52.096 | 40.961 |
| Utile (perdita) operativo | | 64 | (1.258) | (391) |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 168 | (126) | (390) |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 86 | (168) | (330) |
| Investimenti tecnici | | 172 | 154 | 120 |
| Vendite gas mondo ^(b) | (miliardi di metri cubi) | 89,17 | 90,88 | 88,93 |
| Vendite di GNL ^(c) | | 13,3 | 13,5 | 12,4 |
| Clienti in Italia | (milioni) | 7,93 | 7,88 | 7,76 |
| Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 33,58 | 34,88 | 37,05 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 4.561 | 4.484 | 4.261 |
| <i>di cui: all'estero</i> | | 2.494 | 2.461 | 2.229 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 10,12 | 10,57 | 11,22 |
| Grado soddisfazione clienti ^(d) | (scala da 0 a 100) | 81,4 | 85,6 | 86,2 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,62 miliardi di metri cubi (3,16 e 3,06 miliardi di metri cubi nel 2015 e 2014).

(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

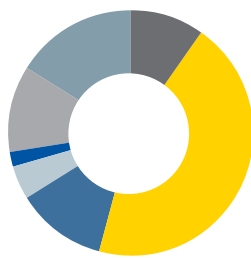
- Nel 2016 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un rilevante miglioramento (-68%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,28, grazie al contributo dei dipendenti (-70%) e dei contrattisti (-61%).
- Nel 2016 le emissioni di gas serra sono aumentate di circa il 6%, coerentemente con la crescita delle produzioni di energia elettrica (+5,3%) e dei quantitativi di gas trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWhq riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione del 3% rispetto all'anno precedente grazie al proseguimento degli interventi di energy savings.
- Nel 2016 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €390 milioni con un peggioramento di €264 milioni, penalizzato dallo scenario negativo in particolare nel GNL e da

minori effetti economici a tantum rilevati nel 2015. Tali effetti sono stati compensati da azioni di ottimizzazione e maggiori performance nel trading.

- Le vendite di gas nel mondo sono state di 88,93 miliardi di metri cubi, con una flessione del 2,1% rispetto al 2015 (-1,95 miliardi di metri cubi). Stabili le vendite in Italia (38,43 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano un incremento del 6,2% (+2,17 terawattora) rispetto al 2015, per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti.
- Gli investimenti tecnici di €120 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica.

Vendite gas Italia

(38,43 miliardi di metri cubi)

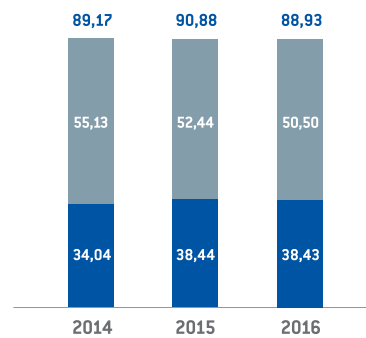


- Grossisti 3,83
- Psv e Borsa 17,08
- Industriali 4,54
- PMI e terziario 1,72
- Termoelettrici 0,77
- Residenziali 4,39
- Autoconsumi 6,10

Per un totale di circa **9 milioni** di clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici in Italia ed Europa

Vendite di gas mondo

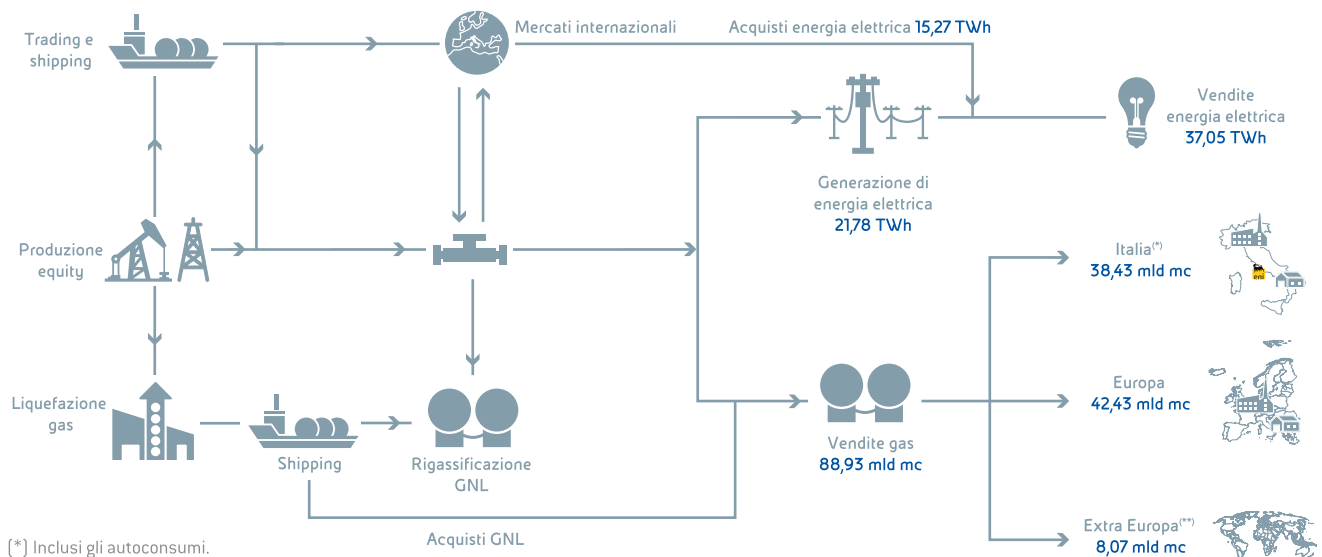
(miliardi di metri cubi)



■ Vendite in Italia ■ Vendite internazionali

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.



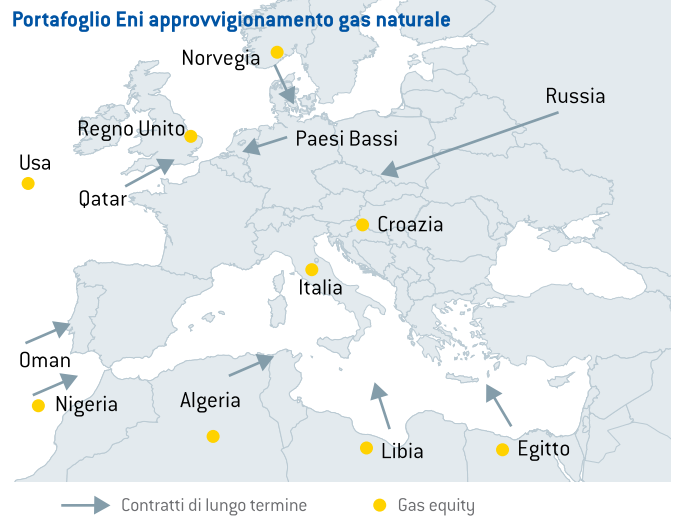
1. Mercato

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 i contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, ottenendo un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Il 90% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e accesso alle infrastrutture, dalle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno di gas di Eni è soddisfatto con forniture provenienti da diciotto Paesi sulla base di contratti di approvvigionamento di lungo termine o forniture dell'attività upstream Eni, e dall'accesso ai mercati spot dell'Europa continentale.

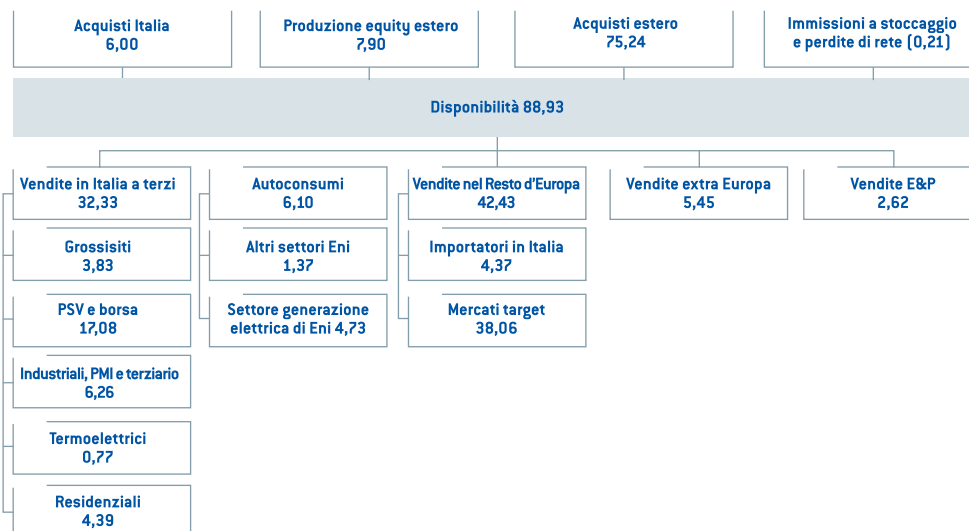
I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,64 miliardi di metri cubi in riduzione di 2,75 miliardi di metri cubi,



pari al -3,2%, rispetto al 2015. I volumi di gas approvvigionati all'estero (76,64 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti rispetto al 2015 (-2,02 miliardi di metri cubi; -2,6%) per effetto dei minori volumi approvvigionati in Libia (-2,38 miliardi di metri cubi), in Russia (-2,34 miliardi di metri cubi) e nei Paesi Bassi (-2,13 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+6,85 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6 miliardi di metri cubi) sono in calo del 10,8% rispetto al periodo di confronto per effetto dell'impatto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri nei mesi di aprile-agosto 2016.

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. Eni rifornisce più di 9 milioni di clienti in Italia ed in Europa. In particolare sono circa 7,8 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale. In un contesto di mercato caratterizzato

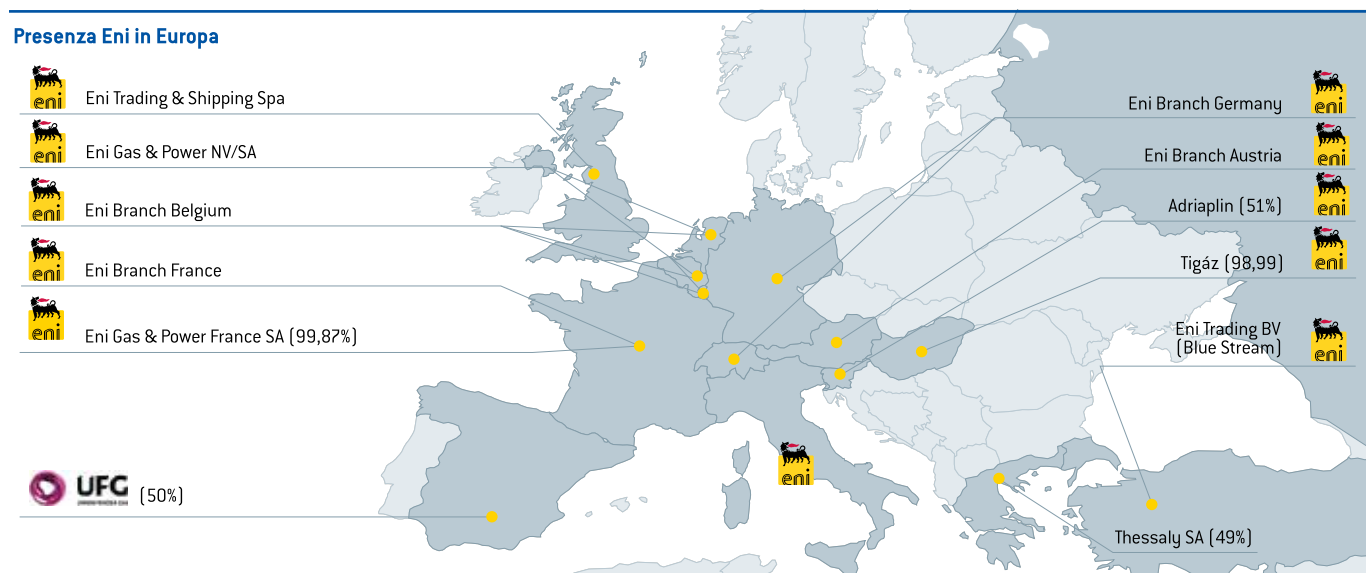
da un lieve recupero della domanda nel 2016 (+0,4% e +7,3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2015, rispettivamente) ma ancora depresso e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, 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) | | 2015 | | 2016 | | Var. % 2016 vs 2015 |
|---|--------------------------|----------------------|----------------|----------------------|----------------|----------------------|---------------------|
| | Volumi venduti | Quota di mercato (%) | Volumi venduti | Quota di mercato (%) | Volumi venduti | Quota di mercato (%) | |
| Italia a terzi | 32,56 | 48,2 | 32,33 | 45,6 | | | (0,7) |
| Grossisti | 4,19 | | 3,83 | | | | (8,6) |
| PSV e borsa | 16,35 | | 17,08 | | | | 4,5 |
| Industriali | 4,66 | | 4,54 | | | | (2,6) |
| PMI e terziario | 1,58 | | 1,72 | | | | 8,9 |
| Termoelettrici | 0,88 | | 0,77 | | | | (12,5) |
| Residenziali | 4,90 | | 4,39 | | | | (10,4) |
| Autoconsumi | 5,88 | | 6,10 | | | | 3,7 |
| TOTALE ITALIA | 38,44 | 56,9 | 38,43 | 54,2 | | | |
| Domanda Gas^(a) | 67,50 | | 70,90 | | | | 5,0 |

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

| Vendite di gas per mercato | (miliardi di metri cubi) | | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|--------------------------|--|--------------|--------------|--------------|
| ITALIA | | | 34,04 | 38,44 | 38,43 |
| Grossisti | | | 4,05 | 4,19 | 3,83 |
| PSV e borsa | | | 11,96 | 16,35 | 17,08 |
| Industriali | | | 4,93 | 4,66 | 4,54 |
| PMI e terziario | | | 1,60 | 1,58 | 1,72 |
| Termoelettrici | | | 1,42 | 0,88 | 0,77 |
| Residenziali | | | 4,46 | 4,90 | 4,39 |
| Autoconsumi | | | 5,62 | 5,88 | 6,10 |
| VENDITE INTERNAZIONALI | | | 55,13 | 52,44 | 50,50 |
| Resto d'Europa | | | 46,22 | 42,89 | 42,43 |
| Importatori in Italia | | | 4,01 | 4,61 | 4,37 |
| Mercati europei | | | 42,21 | 38,28 | 38,06 |
| <i>Penisola Iberica</i> | | | 5,31 | 5,40 | 5,28 |
| <i>Germania/Austria</i> | | | 7,44 | 5,82 | 7,81 |
| <i>Benelux</i> | | | 10,36 | 7,94 | 7,03 |
| <i>Ungheria</i> | | | 1,55 | 1,58 | 0,93 |
| <i>Regno Unito</i> | | | 2,94 | 1,96 | 2,01 |
| <i>Turchia</i> | | | 7,12 | 7,76 | 6,55 |
| <i>Francia</i> | | | 7,05 | 7,11 | 7,42 |
| <i>Altro</i> | | | 0,44 | 0,71 | 1,03 |
| Mercati extra europei | | | 5,85 | 6,39 | 5,45 |
| E&P in Europa e nel Golfo del Messico | | | 3,06 | 3,16 | 2,62 |
| TOTALE VENDITE GAS MONDO | | | 89,17 | 90,88 | 88,93 |

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



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2016.

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-connesione delle reti di transito del gas dell'Europa Continentale. Nel 2016, le vendite di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista, termoelettrico e retail ammontano a 7,03 miliardi di metri cubi, in calo di 0,91 miliardi di metri (pari al 11,5%) 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 2016, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 7,42 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,31 miliardi di metri cubi, pari al 4,4%, rispetto al 2015.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una struttura commerciale diretta. Complessivamente, nel 2016 Eni ha venduto 7,81 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 1,99 miliardi di metri cubi, pari al 34,2% rispetto all'anno precedente, grazie ai maggiori volumi venduti dalle strutture commerciali e a seguito di attività di ottimizzazione.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale sia con una struttura commerciale diretta, che commercializza le proprie disponibilità di GNL, sia attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossista e termoelettrico. Nel 2016 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,48 miliardi di metri cubi (1,74 miliardi in quota Eni).

UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman. Nel 2016, le vendite in Spagna di Eni sono state 5,28 miliardi di metri cubi, in calo di 0,12 miliardi di metri cubi (-2,2%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2016, le vendite sono state di 6,55 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 1,21 miliardi di metri cubi, pari al 15,6% rispetto al 2015 per effetto dei minori ritiri effettuati da 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, TTF). Nel 2016, le vendite Eni sono state di 2,01 miliardi di metri cubi con un leggero aumento pari al 2,6% rispetto all'anno precedente.

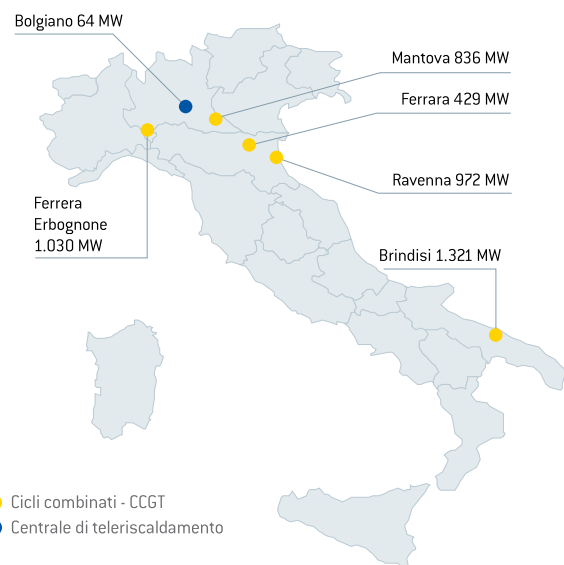
1.2 GNL

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.

Le vendite di GNL (12,4 miliardi di metri cubi) sono in flessione rispetto al 2015 (-1,1 miliardi di metri cubi) a causa principalmente del calo delle vendite sui mercati del Far East a seguito della scadenza di alcuni contratti. Le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait ed Egitto.

Centrali e Stabilimenti Eni in Italia



Capacità installata al 31 dicembre 2016: 4.662 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 23,5 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. Eni dispone di impianti fotovoltaici diffusi nel territorio italiano, con una capacità installata pari a 10 MW.

1.3 Generazione elettrica

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

Nel 2016, la produzione di energia elettrica è stata di 21,78 terawattora in aumento di 1,09 terawattora rispetto al 2015, pari al 5,3%, beneficiando della ripresa dei consumi. Al 31 dicembre 2016, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2015).

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 15,27 terawattora di energia elettrica (+7,6% rispetto al 2015) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Nel 2016 le vendite di energia elettrica (37,05 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (2%). La crescita di 2,17 TWh pari al 6,2% rispetto al 2015 è dovuta ai maggiori volumi commercializzati ai clienti grossisti e middle-market, 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 di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia. Inoltre Eni partecipa al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto. Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni:

- il **gasdotto TTPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri (due linee lunghe ciascuna 370 chilometri) e della capacità di trasporto di 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, 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.

Principali infrastrutture di trasporto del gas naturale in Europa^(*)



(*) Fonte: GIE (Gas Infrastructure Europe) - www.gie.eu.

| Approvvigionamento di gas naturale | (miliardi di metri cubi) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--------------------------|--------------|--------------|---------------|
| Italia | | 6,92 | 6,73 | 6,00 |
| Estero | | | | |
| Russia | | 26,68 | 30,33 | 27,99 |
| Algeria (incluso il GNL) | | 7,51 | 6,05 | 12,90 |
| Libia | | 6,66 | 7,25 | 4,87 |
| Paesi Bassi | | 13,46 | 11,73 | 9,60 |
| Norvegia | | 8,43 | 8,40 | 8,18 |
| Regno Unito | | 2,64 | 2,35 | 2,08 |
| Ungheria | | 0,38 | 0,21 | 0,02 |
| Qatar (GNL) | | 2,98 | 3,11 | 3,28 |
| Altri acquisti di gas naturale | | 5,56 | 7,21 | 5,81 |
| Altri acquisti di GNL | | 1,69 | 2,02 | 1,91 |
| | | 75,99 | 78,66 | 76,64 |
| Totale approvvigionamenti delle società consolidate | | 82,91 | 85,39 | 82,64 |
| Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio | | (0,20) | | 1,40 |
| Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni | | (0,25) | (0,34) | (0,21) |
| DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE | | 82,46 | 85,05 | 83,83 |
| DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE | | 3,65 | 2,67 | 2,48 |
| E&P in Europa e nel Golfo del Messico | | 3,06 | 3,16 | 2,62 |
| TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA | | 89,17 | 90,88 | 88,93 |

| Vendite di gas per entità | (miliardi di metri cubi) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|--------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Vendite delle società consolidate | | 81,73 | 84,94 | 83,34 |
| Italia (inclusi autoconsumi) | | 34,04 | 38,44 | 38,43 |
| Resto d'Europa | | 43,07 | 41,14 | 40,52 |
| Extra Europa | | 4,62 | 5,36 | 4,39 |
| Vendite delle società collegate (quota Eni) | | 4,38 | 2,78 | 2,97 |
| Italia | | | | |
| Resto d'Europa | | 3,15 | 1,75 | 1,91 |
| Extra Europa | | 1,23 | 1,03 | 1,06 |
| E&P in Europa e nel Golfo del Messico | | 3,06 | 3,16 | 2,62 |
| TOTALE VENDITE GAS MONDO | | 89,17 | 90,88 | 88,93 |

| Vendite di GNL | (miliardi di metri cubi) | 2014 | 2015 | 2016 |
|----------------------------------|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Vendite G&P | | 8,9 | 9,0 | 8,1 |
| Resto d'Europa | | 5,0 | 4,8 | 5,2 |
| Extra Europa | | 3,9 | 4,2 | 2,9 |
| Vendite E&P | | 4,4 | 4,5 | 4,3 |
| <i>Terminali:</i> | | | | |
| Soyo (Angola) | | 0,1 | | 0,1 |
| Bontang (Indonesia) | | 0,5 | 0,5 | 0,4 |
| Point Fortin (Trinidad & Tobago) | | 0,6 | 0,7 | 0,7 |
| Bonny (Nigeria) | | 2,8 | 2,8 | 2,6 |
| Darwin (Australia) | | 0,4 | 0,5 | 0,5 |
| Totale vendite di GNL | | 13,3 | 13,5 | 12,4 |

| Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|
| Mercato libero | | 24,86 | 25,90 | 27,49 |
| Borsa elettrica | | 4,71 | 5,09 | 5,64 |
| Siti | | 3,17 | 3,23 | 3,11 |
| Altro ^(a) | | 0,84 | 0,66 | 0,81 |
| Vendite di energia elettrica | | 33,58 | 34,88 | 37,05 |
| Produzione di energia elettrica | | 19,55 | 20,69 | 21,78 |
| Acquisti di energia elettrica^(a) | | 14,03 | 14,19 | 15,27 |

(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 31/12/2016 (MW) | Entrata in esercizio | Tecnologia | Alimentazione |
|------------------------|--|-------------------------|--------------------|---------------|
| Brindisi | 1.321 | 2006 | CCGT | Gas |
| Ferrera Erbognone | 1.030 | 2004 | CCGT | Gas/syngas |
| Mantova | 836 | 2005 | CCGT | Gas |
| Ravenna | 972 | 2004 | CCGT | Gas |
| Ferrara ^(b) | 429 | 2008 | CCGT | Gas |
| Bolgiano | 64 | 2012 | Centrale elettrica | Gas |
| Impianti fotovoltaici | 10 | 2011-2014 | Fotovoltaico | Fotovoltaico |
| | 4.662 | | | |

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

(b) Capacità in quota Eni.

| Generazione elettrica | | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--------------------------|------------|------------|--------------|
| Acquisti | | | | |
| Gas naturale | (milioni di metri cubi) | 4.074 | 4.270 | 4.334 |
| Altri combustibili | (migliaia di tep) | 338 | 313 | 360 |
| Produzioni | | | | |
| Produzione di energia elettrica | (terawattora) | 19,55 | 20,69 | 21,78 |
| Produzione di vapore | (migliaia di tonnellate) | 9.010 | 9.318 | 7.974 |
| Capacità installata (in esercizio) | (GW) | 4,9 | 4,9 | 4,7 |

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 | 33,2 | 5 |
| TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo) | 5 linee da 155 km | 775 | 20/26 | 33,5 | 33,5 | |
| Greenstream (Mellitah-Gela) | 1 linea da 520 km | 520 | 32 | 8,0 | 8,0 | 1 |
| Blue Stream (Beregovaya-Samsun) | 2 linee da 387 km | 774 | 24 | 16,0 | 16,0 | 1 |

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

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

| Investimenti tecnici | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---------------------------------|-------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 128 | 100 | 73 |
| Estero | | 44 | 54 | 47 |
| | | 172 | 154 | 120 |
| Mercato | | 164 | 138 | 110 |
| Mercato | | 66 | 69 | 69 |
| Italia | | 30 | 31 | 32 |
| Estero | | 36 | 38 | 37 |
| Generazione elettrica | | 98 | 69 | 41 |
| Trasporto internazionale | | 8 | 16 | 10 |
| | | 172 | 154 | 120 |

Refining & Marketing

e Chimica



Principali indicatori di performance

| | | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|--|---------|---------|---------------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 1,51 | 1,07 | 0,38 |
| di cui: dipendenti | | 1,60 | 0,97 | 0,44 |
| contrattisti | | 1,40 | 1,17 | 0,32 |
| Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (€ milioni) | 28.994 | 22.639 | 18.733 |
| Utile (perdita) operativo | | (2.811) | (1.567) | 723 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | (412) | 695 | 583 |
| - Refining & Marketing | | (65) | 387 | 278 |
| - Chimica | | (347) | 308 | 305 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | (319) | 512 | 419 |
| - Refining & Marketing | | (41) | 282 | 157 |
| - Chimica | | (278) | 230 | 262 |
| Investimenti tecnici | | 819 | 628 | 664 |
| Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | 25,03 | 26,41 | 24,52 |
| Grado di conversione del sistema | (%) | 51 | 48 | 50 |
| Capacità bilanciata delle raffinerie | (migliaia di barili/giorno) | 617 | 548 | 548 |
| Lavorazioni green | (migliaia di tonnellate) | 127 | 204 | 212 |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 9,21 | 8,89 | 8,59 |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | 6.220 | 5.846 | 5.622 |
| Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa | (migliaia di litri) | 1.725 | 1.754 | 1.742 |
| Grado di efficienza della rete | (%) | 1,19 | 1,14 | 1,10 |
| Produzione di prodotti petrolchimici | (migliaia di tonnellate) | 5.283 | 5.700 | 5.646 |
| Vendite di prodotti petrolchimici | | 3.463 | 3.801 | 3.759 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti | (%) | 71 | 73 | 72 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 11.884 | 10.995 | 10.858 |
| di cui: all'estero | | 2.598 | 2.360 | 2.281 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 8,45 | 8,19 | 8,50 |
| Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo) | (migliaia di tonnellate SO ₂ eq) | 6,84 | 6,17 | 4,35 |
| Emissioni GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(b) | (tonnellate CO ₂ eq/kt) | 287 | 237 | 272 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) L'indicatore è riferito alle lavorazioni delle sole raffinerie tradizionali.

Performance dell'anno

- Nel 2016 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-64% rispetto all'anno prima), grazie al contributo sia dei dipendenti (-54%) che dei contrattisti (-73%).
- Le emissioni di SOx si riducono del 29,5% rispetto al 2015 per l'utilizzo di un diverso mix di combustibili presso le raffinerie di Livorno, Taranto e Sannazzaro; sul trend ha inoltre influito la fermata programmata dell'impianto Versalis di Dunkerque nella seconda parte dell'anno.
- Nel 2016 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €583 milioni, che rappresenta un peggioramento di €112 milioni rispetto al 2015 (-16,1%). Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €278 milioni con un peggioramento del 28% dovuto principalmente all'attività di raffinazione penalizzata da uno scenario margini sfavorevole (-49,4% il riferimento SERM che passa da 8,3 \$/bl nel 2015 a 4,2 \$/bl nel 2016), dalla minore disponibilità di greggio della Val d'Agri e dai maggiori interventi di manutenzione programmata. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza e ottimizzazioni. Migliorato il margine di break-even della raffinazione a 4,2 \$/bl medio annuo, rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl. I risultati del marketing hanno registrato una flessione principalmente a causa di minori margini (per maggiore pressione competitiva) e della cessione delle consociate in Slovenia e Ungheria. La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €305 milioni essenzialmente in linea rispetto al 2015 che chiudeva con un utile di €308 milioni. Il peggioramento generalizzato dello scenario commodity con la flessione del margine del cracker, del polietilene e degli stirenici è stato compensato dalla tenuta dei volumi di vendita e dalle azioni di efficienza e ottimizzazione diffuse.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2016 sono state di 24,52 milioni di tonnellate, in riduzione del 7,2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di greggio della Val d'Agri lavorato presso la raffineria di Taranto e delle fermate delle raffinerie di Livorno e Milazzo, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni di Sannazzaro, nonostante l'incidente occorso alla raffineria nel mese di dicembre. A perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, la riduzione complessiva delle lavorazioni nell'anno si ridetermina in 4,5%.
- In aumento i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,21 milioni di tonnellate; +5% rispetto al 2015).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,93 milioni di tonnellate) sono in leggero calo rispetto al 2015 (circa 30 mila tonnellate, -0,5%).
- Le vendite rete nel resto d'Europa (2,66 milioni di tonnellate) sono diminuite del 9,2% rispetto al 2015 per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, nel luglio

2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel secondo semestre 2016. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Francia, Austria e Germania.

- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 3,76 milioni di tonnellate hanno evidenziato un leggero calo (1,1% rispetto al 2015) per effetto della lenta ripresa dei consumi. In aumento le vendite nel segmento degli intermedi, compensati dalla riduzione nelle altre linee di business.
- Gli investimenti tecnici del settore di €664 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€298 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; l'attività di marketing (€123 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e resto d'Europa.

Progetto integrato per la riconversione di Gela

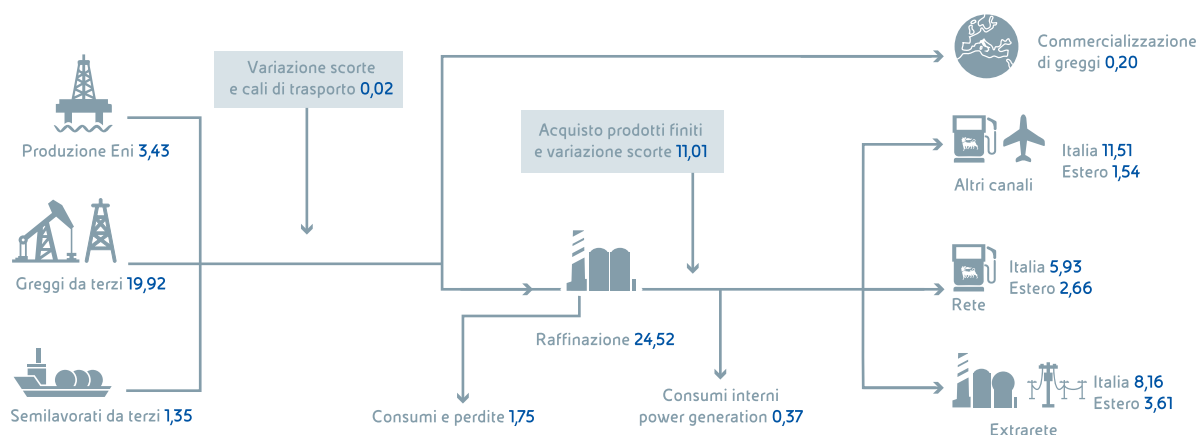
È proseguito nel 2016 l'impegno di Eni per il conseguimento degli obiettivi programmatici del Protocollo d'Intesa del 2014 con il Ministero dello sviluppo economico e le Autorità locali. Nel mese di aprile con l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, è stato avviato il cantiere del progetto Green Refinery, uno degli assi portanti del Protocollo, con una capacità di lavorazione di olio vegetale per circa 750 kton/anno. La conversione utilizzerà la tecnologia proprietaria ecofining, sviluppata e brevettata da Eni, che consentirà la produzione di green diesel, biocarburante a elevata sostenibilità ambientale, e sarà in grado di processare anche materie prime di seconda generazione. Quello di Gela è il primo progetto trasversale e integrato che Eni mette in campo in Italia per costruire con il territorio un nuovo programma industriale coniugando esigenze d'impresa con lo sviluppo delle comunità locali. Gli altri punti dell'accordo comprendono: i) l'avvio di nuove attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nel territorio delle Regione Sicilia e nell'offshore; ii) realizzazione di un polo logistico per la spedizione dei greggi di produzione locale e dei carburanti green prodotti nel sito; studi di fattibilità di progetti di stoccaggio e trasporto GNL e CNG a Gela e di un'iniziativa per la produzione dei lattici naturali partendo da prodotti naturali con il relativo sviluppo della filiera agricola; iii) realizzazione in loco di un centro di competenza focalizzato in materia di safety; iv) attività di risanamento ambientale di impianti e aree che dovessero progressivamente rivelarsi non funzionali alle attività.

Chimica verde

Si conferma la trasformazione del sito di Porto Marghera con lo sviluppo di una nuova piattaforma tecnologica integrata di chimica da fonti rinnovabili, in partnership con la società americana Elevance Renewable Sciences con cui Versalis ha siglato, nel 2015, accordi che prevedono attività di ricerca, sviluppo tecnologico e ingegnerizzazione di processi per i nuovi impianti. Da questi nuovi impianti si produrranno additivi BIO per i chemicals utilizzati nelle perforazioni petrolifere e green diesel per la bioraffineria Eni, e altri prodotti come detersivi e bio-lubrificanti.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2016

(milioni di tonnellate)



Refining & Marketing

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 2016, 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 50%.

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 49%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2016 sono

state di 24,52 milioni di tonnellate in riduzione del 7,2% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (-1,89 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) (mg bbl/g) | Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) (mg bbl/g) | Conversione equivalente ^(a) (%) | Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(b) (mg bbl/g) | Residue Conversion ^(b) (mg bbl/g) | Hydrocracking ^(b) (mg bbl/g) | Visbreaking/ Thermal Cracking ^(b) (mg bbl/g) |
|--------------------------------|-----------------------------|---|---|--|---|---|--|--|
| Raffinerie di proprietà | | 388 | 90 | 49 | 34 | 16 | 90 | 29 |
| Italia | | | | | | | | |
| Sannazzaro | 100 | 200 | 98 | 71 | 34 | 16 | 51 | 29 |
| Taranto | 100 | 104 | 73 | 38 | | | 39 | |
| Livorno | 100 | 84 | 91 | 11 | | | | |
| Raffinerie partecipate | | 160 | 93 | 52 | 143 | 25 | 75 | 27 |
| Italia | | | | | | | | |
| Milazzo | 50 | 100 | 90 | 60 | 45 | 25 | 32 | |
| Germania | | | | | | | | |
| Vohburg/Neustadt (Bayernoil) | 20 | 41 | 96 | 36 | 49 | | | |
| Schwedt | 8,33 | 19 | 100 | 42 | 49 | | 43 | 27 |
| TOTALE RAFFINERIE | | 548 | 90 | 50 | 177 | 41 | 165 | 56 |

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

(b) 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 71%. 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 38%. 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 60,77%) 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 desolforizzazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno e un indice di conversione dell'11%. Tale raffine-

ria produce lubrificanti e specialties ed è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze). È dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desolforizzazione, 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 (HDCK) e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

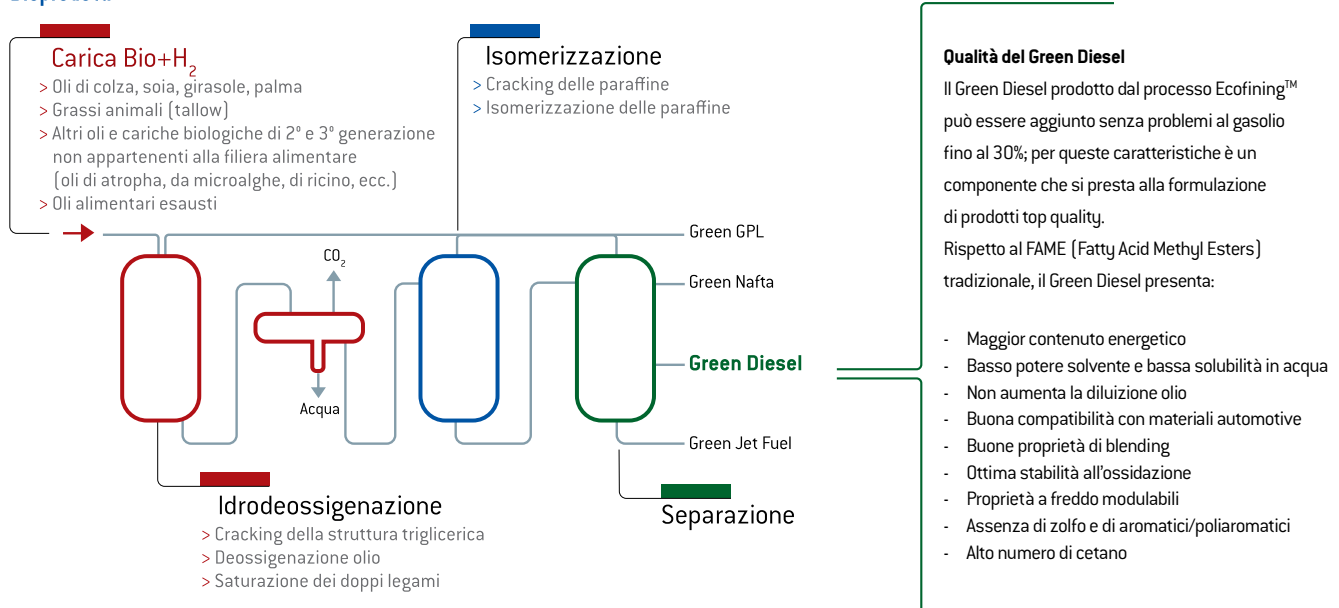
■ Estero

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,3% nella raffineria di Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale.

2. Bioraffinazione¹

| Bioraffinerie | Quota di partecipazione | Capacità (2016) | Capacità (a regime) | Lavorazioni (2016) |
|------------------------------|-------------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
| | (%) | (mgl t/a) | (mgl t/a) | (mgl t/a) |
| Interamente possedute | | | | |
| Venezia | 100 | 360 | 560 | 212 |
| Gela | 100 | - | 750 | - |
| Totale | | 360 | 1.310 | 212 |

Bioprodotti

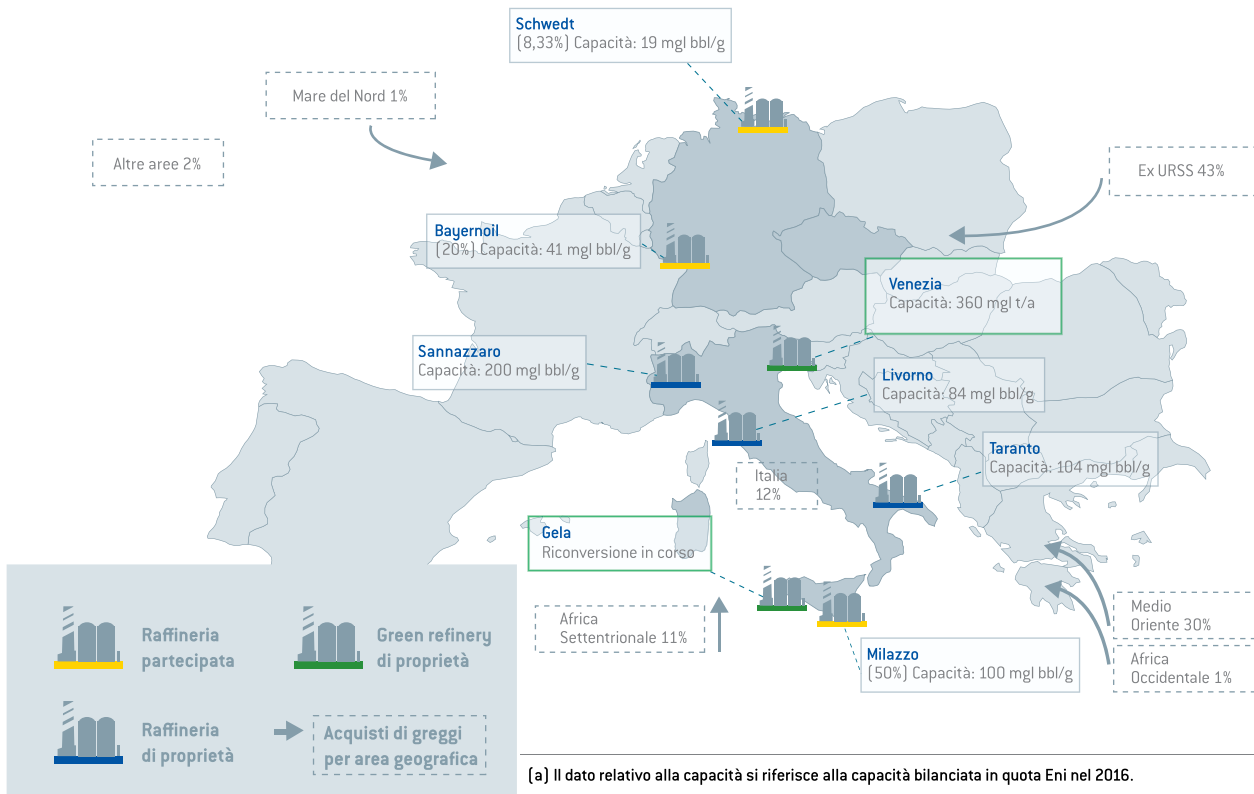


(1) Eni possiede al 100% la Green Refinery di Venezia e il sito industriale della ex Raffineria di Gela, dove sarà realizzata un'altra bioraffineria.

Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 360 mila tonnellate/anno di green diesel prodotto da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (EcofiningTM). 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 riconversione sono in corso ed in linea con le fasi previste dall'accordo siglato con la parti. La produzione di prodotti raffinati sarà trasportata attraverso le facilities della raffineria.

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 evasione 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. Da inizio 2017 la joint-venture Petrolig è cessata. 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 l'80% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), in Arabia Saudita (in joint venture con Sabc) ed in Venezuela (in joint venture con Pequiven) e per il 20% da acquisti.

Marketing

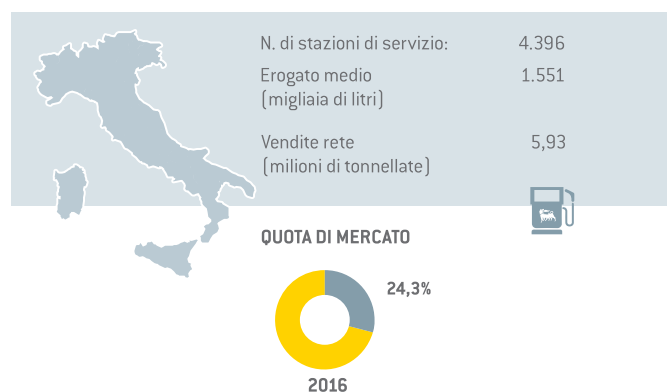
1. Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 24,3% in diminuzione di 0,2 punti percentuali rispetto al 2015. Nel 2016, le vendite sulla rete in Italia (5,93 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2015 (circa 30 mila tonnellate, -0,5%) per effetto del calo delle vendite nel segmento autostradale, compensate da una lieve crescita sulla rete di proprietà. L'erogato medio rife-

rito a benzina e gasolio (1.551 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 20 mila litri rispetto al 2015.

Al 31 dicembre 2016 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.396 stazioni di servizio con un decremento di 24 unità rispetto al 31 dicembre 2015 (4.420 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (27 unità), compensato dal saldo positivo tra aperture e risoluzioni di contratto di convenzionamento (3 unità).

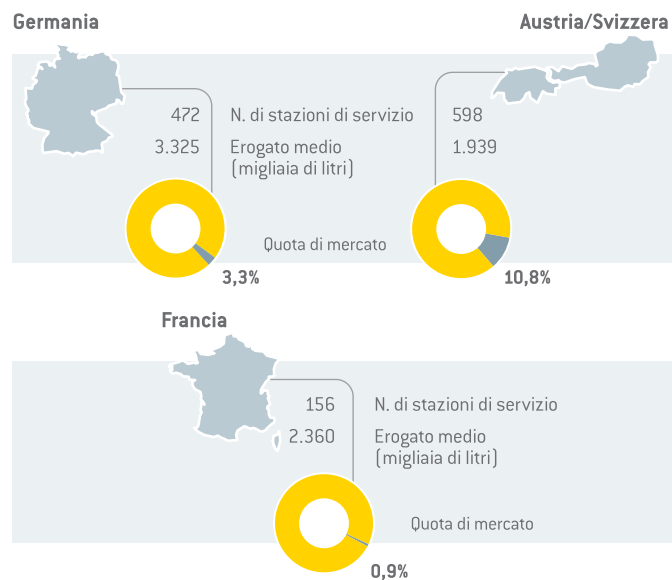
Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2016



2. Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,66 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione del 9,2% rispetto al periodo di confronto. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del secondo semestre 2016. A struttura omogenea, escludendo l'effetto delle citate dismissioni nell'Europa dell'Est, le vendite evidenziano un leggero incremento (+1%). Al 31 dicembre 2016 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.226 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 200 unità rispetto al 31 dicembre 2015 per effetto principalmente delle sopra citate dismissioni. L'erogato medio (2.340 mila litri) è aumentato di 68 mila litri rispetto al 2015 (2.272 mila litri).

Rete Resto d'Europa - il posizionamento di Eni nel 2016



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 pari a 8,16 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 0,32 milioni di tonnellate, pari al 4,1% rispetto al 2015 per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, gasoli e benzine in parte compensati dalle minori vendite di bunker.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,02 milioni di tonnellate) hanno registrato una diminuzione del 12,8% riferibile alle minori produzioni di virgin nafta rispetto al periodo di confronto.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,18 milioni di tonnellate, sono diminuite del 17% rispetto al 2015 per effetto delle citate dismissioni nell'Europa dell'Est.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,03 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,05 milioni di tonnellate, pari all'8%, per effetto delle minori 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 2016 la quota di mercato Eni sul mercato domestico è stata pari al 17,5%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 38%.

Eni dispone di 6 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Spagna, Germania, 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 2016 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 21% in Italia, al 3% in Europa e allo 0,6% su base mondiale. Eni opera in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

| Approvvigionamento di greggi | (milioni di tonnellate) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Greggi equity | | 5,81 | 5,04 | 3,43 |
| Altri greggi | | 17,21 | 19,76 | 19,92 |
| Totale acquisti di greggi | | 23,02 | 24,80 | 23,35 |
| Acquisti di semilavorati | | 2,02 | 1,66 | 1,35 |
| Acquisti di prodotti | | 11,07 | 10,68 | 11,20 |
| TOTALE ACQUISTI | | 36,11 | 37,14 | 35,90 |
| Consumi per produzione di energia elettrica | | (0,57) | (0,41) | (0,37) |
| Altre variazioni ^(a) | | (0,62) | (1,22) | (1,92) |
| | | 34,92 | 35,51 | 33,61 |

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

| Disponibilità di prodotti petroliferi | (milioni di tonnellate) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| ITALIA | | | | |
| Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà | | 16,24 | 18,37 | 17,37 |
| Lavorazioni in conto terzi | | (0,58) | (0,38) | (0,27) |
| Lavorazioni sulle raffinerie di terzi | | 4,26 | 4,73 | 4,51 |
| Lavorazioni in conto proprio | | 19,92 | 22,72 | 21,61 |
| Consumi e perdite | | (1,33) | (1,52) | (1,53) |
| Prodotti disponibili da lavorazioni | | 18,59 | 21,20 | 20,08 |
| Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte | | 7,19 | 6,22 | 6,28 |
| Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero | | (0,72) | (0,48) | (0,39) |
| Consumi per produzione di energia elettrica | | (0,57) | (0,41) | (0,37) |
| Prodotti venduti | | 24,49 | 26,53 | 25,60 |
| TOTALE LAVORAZIONI GREEN | | 0,13 | 0,20 | 0,21 |
| ESTERO | | | | |
| Lavorazioni in conto proprio | | 5,11 | 3,69 | 2,91 |
| Consumi e perdite | | (0,21) | (0,23) | (0,22) |
| Prodotti disponibili da lavorazioni | | 4,90 | 3,46 | 2,69 |
| Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte | | 4,48 | 4,77 | 4,72 |
| Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia | | 0,72 | 0,48 | 0,40 |
| Prodotti venduti | | 10,10 | 8,71 | 7,81 |
| Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero | | 25,03 | 26,41 | 24,52 |
| Lavorazioni in conto proprio di greggi equity | | 5,81 | 5,04 | 3,43 |
| Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero | | 34,59 | 35,24 | 33,41 |
| Vendite di greggi | | 0,33 | 0,27 | 0,20 |
| TOTALE VENDITE | | 34,92 | 35,51 | 33,61 |

| Produzioni e vendite per prodotto | (milioni di tonnellate) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Produzioni: | | | | |
| Benzina | | 6,07 | 6,36 | 6,13 |
| Gasolio | | 10,31 | 10,66 | 9,93 |
| Jet fuel/Cherosene | | 1,45 | 1,51 | 1,49 |
| Olio combustibile | | 2,04 | 2,46 | 2,43 |
| GPL | | 0,49 | 0,44 | 0,39 |
| Lubrificanti | | 0,54 | 0,54 | 0,44 |
| Cariche petrolchimiche | | 1,67 | 1,86 | 1,46 |
| Altri prodotti | | 0,92 | 0,84 | 0,49 |
| Totale produzioni | | 23,49 | 24,67 | 22,77 |
| Vendite: | | | | |
| Italia | | | | |
| Benzina | | 2,00 | 1,97 | 2,02 |
| Gasolio | | 7,61 | 7,64 | 7,69 |
| Jet fuel/Cherosene | | 1,59 | 1,60 | 1,82 |
| Olio combustibile | | 0,12 | 0,12 | 0,13 |
| GPL | | 0,59 | 0,58 | 0,58 |
| Lubrificanti | | 0,09 | 0,08 | 0,08 |
| Cariche petrolchimiche | | 0,89 | 1,17 | 1,02 |
| Altri prodotti | | 11,59 | 13,37 | 12,26 |
| Resto d'Europa | | 9,69 | 8,29 | 7,38 |
| Benzina | | 1,80 | 1,51 | 1,27 |
| Gasolio | | 4,48 | 3,98 | 3,44 |
| Jet fuel/Cherosene | | 0,55 | 0,65 | 0,62 |
| Olio combustibile | | 0,18 | 0,17 | 0,13 |
| GPL | | 0,14 | 0,10 | 0,07 |
| Lubrificanti | | 0,09 | 0,09 | 0,08 |
| Altri prodotti | | 2,45 | 1,79 | 1,77 |
| Extra Europa | | 0,42 | 0,42 | 0,43 |
| GPL | | 0,41 | 0,41 | 0,42 |
| Lubrificanti | | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Mondo | | | | |
| Benzina | | 3,80 | 3,48 | 3,29 |
| Gasolio | | 12,09 | 11,62 | 11,13 |
| Jet fuel/Cherosene | | 2,14 | 2,25 | 2,44 |
| Olio combustibile | | 0,30 | 0,29 | 0,26 |
| GPL | | 1,14 | 1,09 | 1,07 |
| Lubrificanti | | 0,19 | 0,18 | 0,17 |
| Cariche petrolchimiche | | 0,89 | 1,17 | 1,02 |
| Altri prodotti | | 14,04 | 15,16 | 14,03 |
| Totale vendite | | 34,59 | 35,24 | 33,41 |

| Vendite di prodotti petroliferi per canale | (milioni di tonnellate) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Rete | | 6,14 | 5,96 | 5,93 |
| Extrarrete | | 7,57 | 7,84 | 8,16 |
| | | 13,71 | 13,80 | 14,09 |
| Petrolchimica | | 0,89 | 1,17 | 1,02 |
| Altre vendite | | 9,89 | 11,56 | 10,49 |
| Vendite in Italia | | 24,49 | 26,53 | 25,60 |
| Rete resto d'Europa | | 3,07 | 2,93 | 2,66 |
| Extrarrete resto d'Europa | | 4,60 | 3,83 | 3,18 |
| Extrarrete mercati extra europei | | 0,43 | 0,43 | 0,43 |
| Rete ed extrarrete estero | | 8,10 | 7,19 | 6,27 |
| Altre vendite | | 2,00 | 1,52 | 1,54 |
| Vendite all'estero | | 10,10 | 8,71 | 7,81 |
| TOTALE VENDITE | | 34,59 | 35,24 | 33,41 |

| Vendite per prodotto/canale | (milioni di tonnellate) | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 13,71 | 13,80 | 14,09 |
| Vendite rete | | 6,14 | 5,96 | 5,93 |
| Benzina | | 1,71 | 1,60 | 1,53 |
| Gasolio | | 4,07 | 3,96 | 3,99 |
| GPL | | 0,32 | 0,36 | 0,36 |
| Altri prodotti | | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| Vendite extrarrete | | 7,57 | 7,84 | 8,16 |
| Gasolio | | 3,54 | 3,69 | 3,70 |
| Oli combustibili | | 0,12 | 0,12 | 0,14 |
| GPL | | 0,28 | 0,22 | 0,22 |
| Benzina | | 0,30 | 0,38 | 0,49 |
| Lubrificanti | | 0,09 | 0,07 | 0,08 |
| Bunker | | 0,91 | 1,07 | 1,01 |
| Jet fuel | | 1,59 | 1,60 | 1,82 |
| Altri prodotti | | 0,74 | 0,69 | 0,70 |
| Esterio (rete + extrarrete) | | 8,10 | 7,19 | 6,27 |
| Benzina | | 1,80 | 1,51 | 1,27 |
| Gasolio | | 4,48 | 3,98 | 3,44 |
| Jet fuel | | 0,56 | 0,65 | 0,62 |
| Oli combustibili | | 0,18 | 0,17 | 0,13 |
| Lubrificanti | | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| GPL | | 0,55 | 0,51 | 0,49 |
| Altri prodotti | | 0,43 | 0,27 | 0,22 |
| TOTALE | | 21,81 | 20,99 | 20,36 |

| Stazioni di servizio | (numero) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 4.592 | 4.420 | 4.396 |
| Impianti ordinari | | 4.468 | 4.297 | 4.273 |
| Impianti autostradali | | 124 | 123 | 123 |
| Esterio | | 1.628 | 1.426 | 1.226 |
| Germania | | 469 | 472 | 472 |
| Francia | | 160 | 154 | 156 |
| Austria/Svizzera | | 591 | 604 | 598 |
| Europa orientale | | 408 | 196 | |
| Impianti che commercializzano prodotti Blu | | 5.749 | 4.466 | 4.405 |
| Impianti "Multi-Energy" | | 6 | 6 | 4 |
| Impianti che commercializzano GPL e metano | | 1.206 | 1.176 | 1.073 |
| Vendite non-oil | (€ milioni) | 151 | 143 | 146 |

| Erogato medio | (migliaia di litri/numero stazioni di servizio) | 2014 | 2015 | 2016 |
|----------------------------------|---|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 1.534 | 1.569 | 1.551 |
| Germania | | 3.299 | 3.351 | 3.325 |
| Francia | | 2.139 | 2.244 | 2.360 |
| Austria/Svizzera | | 1.891 | 1.923 | 1.939 |
| Europa orientale | | 1.979 | 1.802 | |
| Erogato medio complessivo | | 1.725 | 1.754 | 1.742 |

| Quote di mercato in Italia | (%) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--------------------------------------|-----|-------------|-------------|-------------|
| Rete | | 25,6 | 24,5 | 24,3 |
| Benzina | | 22,3 | 21,1 | 20,7 |
| Gasolio | | 27,9 | 26,5 | 26,4 |
| GPL (per autotrazione) | | 20,1 | 22,2 | 21,6 |
| Lubrificanti | | 25,1 | 24,5 | 38,5 |
| Extrarete | | 26,4 | 27,5 | 28,3 |
| Gasolio | | 27,1 | 27,1 | 27,1 |
| Oli combustibili | | 13,6 | 11,1 | 18,3 |
| Bunker | | 39,1 | 40,8 | 34,2 |
| Lubrificanti | | 23,2 | 19,4 | 20,5 |
| Quota rete + extrarete Italia | | 26,3 | 26,2 | 26,6 |

| Quote di mercato rete all'estero | (%) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-----|------|------|-------------|
| Centro Europa | | | | |
| Austria | | 12,1 | 12,6 | 12,4 |
| Svizzera | | 7,3 | 8,3 | 8,3 |
| Germania | | 3,2 | 3,3 | 3,3 |
| Francia | | 0,8 | 0,8 | 0,9 |
| Europa orientale | | | | |
| Ungheria | | 11,9 | 12,1 | |
| Repubblica Ceca | | 8,9 | 8,5 | |
| Slovacchia | | 9,5 | 9,1 | |
| Slovenia | | 2,4 | 2,4 | |

| Investimenti tecnici | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 466 | 349 | 363 |
| Estero | | 71 | 59 | 58 |
| | | 537 | 408 | 421 |
| Raffinazione, supply e logistica | | 362 | 282 | 298 |
| Italia | | 357 | 274 | 293 |
| Estero | | 5 | 8 | 5 |
| Marketing | | 175 | 126 | 123 |
| Italia | | 109 | 75 | 70 |
| Estero | | 66 | 51 | 53 |
| | | 537 | 408 | 421 |

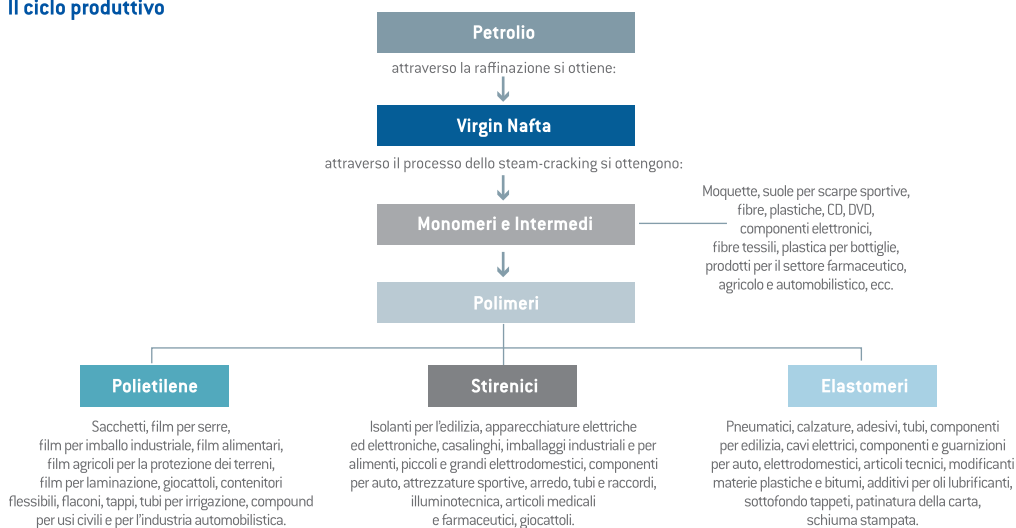
Chimica

Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di 250 tecnologie proprietarie, 71 impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 21 Paesi.

Il portafoglio dei brevetti e delle tecnologie proprietarie di Versalis si estende su tutto il campo dei prodotti base e dei polimeri: fenolo e derivati, polietilene, stirenici ed elastomeri, nonché catalizzatori e prodotti chimici speciali. Versalis, come produttore di intermedi, di tutti i tipi di polietilene, di un'ampia gamma di elastomeri/lattici e di tutta la linea dei prodotti stirenici, continua

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

Il ciclo produttivo

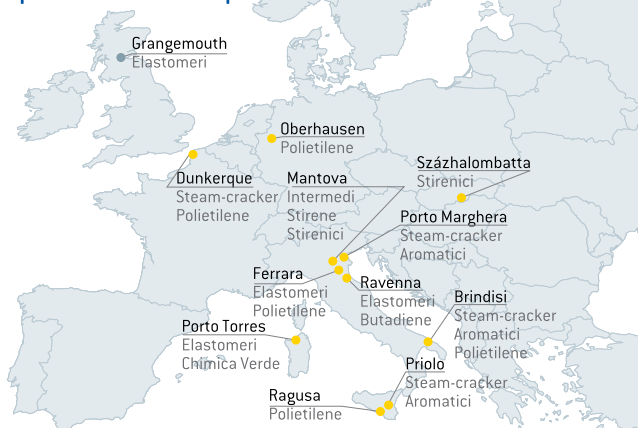


I materiali prodotti da Versalis si ottengono attraverso un ciclo produttivo che prevede diverse fasi di lavorazione. La virgin nafta, materia prima che deriva dalla raffinazione del petrolio, attraverso il processo dello steam-cracking subisce una scissione termica. Le molecole che la compongono si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

Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità dei business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.

Nella "chimica verde" l'impegno di Versalis è partito con Matrìca – joint venture paritetica con Novamont – unica società a filiera integrata europea a produrre a livello industriale e commercializzare prodotti di origine vegetale. Con Matrìca si è dato il via a un grande progetto di riconversione del sito industriale di Porto Torres. Versalis ha stretto accordi nell'area agro e biotech con Genomatica per la produzione di bio-butadiene da fonti rinnovabili, con Elevance Renewable Sciences per lo sviluppo di una piattaforma tecnologica per produzioni da oli vegetali e con Solazyme per soluzioni green destinate all'industria petrolifera. Ha inoltre avviato un grande progetto per la produzione di gomma naturale da guayule.

Gli impianti in Italia e in Europa



La rete commerciale



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

1. Aree di business

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.759 mila tonnellate sono in leggera riduzione rispetto al 2015 (-42 mila tonnellate; -1,1%) a causa principalmente della stagnazione della domanda in Europa. Le flessioni più significative si sono registrate nel polietilene (-9,8%) e negli stirenici (-9,1%) a causa delle minori produzioni per fermate agli impianti di Ragusa e Mantova, in parte compensate dalle maggiori vendite di derivati tra gli intermedi (+14,8%) e di elastomeri (+6,7%), trainate dalla ripresa della domanda del settore Tyre. I prezzi medi unitari sono stati complessivamente inferiori del 10% rispetto al 2015. I prezzi dei monomeri, in particolare del butadiene (-2%) e del benzene (-6%), riflettono la debolezza del mercato e la sovraccapacità produttiva. Nel business Polimeri, in diminuzione sia i prezzi degli stirenici (-6,3%), penalizzati dal calo delle quotazioni delle materie prime, sia degli elastomeri (-6,7%), che hanno risentito della competizione di prezzo dei prodotti di importazione asiatica. In calo anche i prezzi del polietilene (-3,2%). Le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.646 mila tonnellate sono diminuite di 54 mila tonnellate (-0,9%) per effetto principalmente del calo registrato nel business del polietilene (-8,6%) a causa della contrazione della domanda; negli stirenici (-7,2%) a causa delle fermate programmate e non programmate degli impianti di Mantova. In controtendenza le produzioni di derivati (+10,2%) e degli elastomeri (+7,1%) per il recupero delle vendite rispetto allo scorso anno. Le principali flessioni produttive si sono registrate presso i siti di Ragusa (-45%) per un disservizio occorso allo stabilimento, di Ravenna e Dunkerque (olefine), Ferrara (elastomeri) e Mantova (stirene) per effetto delle fermate programmate degli impianti. In miglioramento le produzioni di Brindisi (+15,7%) e Grangemouth (+20,7%), per l'entrata in marcia della nuova linea di produzione di gomma butadiene-based. La capacità produttiva nominale è in linea con il 2015. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 71,4% leggermente inferiore al dato del 2015 (72,7%).

2. Intermedi

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

I ricavi degli intermedi (€1.688 milioni) sono in flessione dell'11,1% (-€211 milioni rispetto al 2015) a causa del calo delle quotazioni dei prodotti petroliferi che condizionano i prezzi medi unitari dei principali prodotti della business Unit. Le vendite sono aumentate del 4,6%, in particolare di Etilene (+19,3%). In aumento del 14,8% anche i volumi commercializzati di derivati grazie all'effetto combinato di aumento della domanda e maggiore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono calati complessivamente dell'11,1%, con una riduzione del 7% dei prezzi degli aromatici (in particolare del benzene), del 7,7% dei derivati e del 17,8% delle olefine, alla luce della debolezza di mercato e della sovraccapacità produttiva in Europa. Le produzioni di Intermedi (3.417 migliaia di tonnellate) hanno registrato un aumento del 2,5% rispetto al 2015: in aumento gli aromatici (+2,7%) e i derivati (+10,2%), stabili le olefine (+0,8%).

3. Polimeri

Nel business dei polimeri Versalis è attiva nella produzione di:

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

I ricavi dei polimeri (€2.380 milioni) sono diminuiti dell'11,5% (-€310 milioni rispetto al 2015) per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-5,5%) e dei volumi venduti (-6,7%) trainati dalla persistente debolezza della domanda nei mercati di sbocco automotive e dei bassi prezzi dei prodotti provenienti dal mercato asiatico. Tale performance è stata inoltre penalizzata dal calo dei prezzi medi degli stirenici (-6,3%), con volumi di vendita in contrazione del 9,1%, anche per effetto delle minori produzioni dovute alla fermata dell'impianto di Mantova. In diminuzione i volumi di vendita (-9,8%) ed i prezzi medi (-3,2%) del polietilene.

Nelle vendite degli elastomeri, si è registrata una ripresa in tutti i segmenti: gomme commodities (BR +12,6%), SBR (+7,8%), gomme termoplastiche (+5,9%), gomme speciali EPDM (+3,6%) e lattici (+2%). La flessione dei volumi degli stirenici è attribuibile in particolare ai minori volumi commercializzati di polistirolo compatto (-13,8%), per effetto di una debole domanda nei settori del packaging alimentare, del monouso e dell'edilizia, e di polistirolo espandibile (-14,4%), solo in parte compensati da maggiori vendite di ABS e SAN (+11,4%) trainate dalla ripresa della domanda e di stirolo monomero (+5,9%). Complessivamente in calo i volumi venduti di polietilene (-9,8%) a causa delle minori vendite principalmente di EVA (-10,6%) e LDPE (-24,4%). In aumento i volumi di HDPE (+7,8%). Le produzioni dei polimeri (2.229 mila tonnellate) si riducono del 5,8% rispetto al 2015. In calo le produzioni degli stirenici (-7,2%), a seguito della fermata programmata dell'impianto di Mantova con minori volumi prodotti di stirolo (-6,4%) e di polistirolo compatto (-11,2%), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni di ABS/SAN (+9,9%). In diminuzione le produzioni di polietilene (-8,6%) a causa delle fermate programmate presso i siti di Ragusa, Ferrara e Dunkerque solo in parte compensati da maggiori produzioni di HDPE (+9,4%). In aumento le produzioni nel business elastomeri (+7,1%), in particolare delle gomme BR (+15,2%), trainate dall'aumento complessivo dei volumi venduti rispetto allo scorso anno.

| Disponibilità di prodotti | (milioni di tonnellate) | 2014 | 2015 | 2016 |
|----------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|----------------|
| Intermedi | | 2.972 | 3.334 | 3.417 |
| Polimeri | | 2.311 | 2.366 | 2.229 |
| Produzioni | | 5.283 | 5.700 | 5.646 |
| Consumi e perdite | | (2.292) | (1.908) | (2.166) |
| Acquisti e variazioni rimanenze | | 472 | 9 | 279 |
| | | 3.463 | 3.801 | 3.759 |

| Ricavi della gestione caratteristica per area geografica | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 2.565 | 2.154 | 1.930 |
| Resto d'Europa | | 2.433 | 2.326 | 2.107 |
| Asia | | 157 | 162 | 99 |
| America | | 105 | 61 | 53 |
| Africa | | 10 | 13 | 7 |
| Altre aree | | 14 | | |
| | | 5.284 | 4.716 | 4.196 |

| Ricavi della gestione caratteristica per prodotto | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Olefine | | 1.305 | 1.275 | 1.087 |
| Aromatici | | 610 | 327 | 290 |
| Intermedi | | 394 | 297 | 311 |
| Elastomeri | | 628 | 543 | 539 |
| Stirenici | | 745 | 764 | 647 |
| Polietilene | | 1.428 | 1.383 | 1.194 |
| Altro | | 174 | 126 | 128 |
| | | 5.284 | 4.716 | 4.196 |

| Investimenti tecnici | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|-----------------------------|-------------|------------|------------|------------|
| | | 282 | 220 | 243 |
| di cui: | | | | |
| - manutenzione | | 26 | 33 | 34 |
| - efficienza impiantistica | | 161 | 141 | 162 |
| - HSE | | 30 | 36 | 37 |
| - recupero energetico | | 28 | 3 | 5 |

Dati Economico-Finanziari

| Conto economico | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ricavi della gestione caratteristica | | 98.218 | 72.286 | 55.762 |
| Altri ricavi e proventi | | 1.079 | 1.252 | 931 |
| Totale ricavi | | 99.297 | 73.538 | 56.693 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | | (77.404) | (56.848) | (44.124) |
| Costo lavoro | | (2.929) | (3.119) | (2.994) |
| Totale costi operativi | | (80.333) | (59.967) | (47.118) |
| Altri proventi (oneri) operativi | | 145 | (485) | 16 |
| Ammortamenti | | (7.676) | (8.940) | (7.559) |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette | | (1.270) | (6.534) | 475 |
| Radiazioni | | (1.198) | (688) | (350) |
| Utile (perdita) operativo | | 8.965 | (3.076) | 2.157 |
| Proventi (oneri) finanziari netti | | (1.167) | (1.306) | (885) |
| Proventi (oneri) netti su partecipazioni | | 476 | 105 | (380) |
| Utile (perdita) prima delle imposte | | 8.274 | (4.277) | 892 |
| Imposte sul reddito | | (6.466) | (3.122) | (1.936) |
| Tax rate (%) | | 78,1 | .. | .. |
| Utile (perdita) netto - continuing operations | | 1.808 | (7.399) | (1.044) |
| di competenza: | | | | |
| - azionisti Eni | | 1.720 | (7.952) | (1.051) |
| - interessenze di terzi | | 88 | 553 | 7 |
| Utile (perdita) netto - discontinued operations | | (949) | (1.974) | (413) |
| di competenza: | | | | |
| - azionisti Eni | | (417) | (826) | (413) |
| - interessenze di terzi | | (532) | (1.148) | |
| Utile (perdita) netto | | 859 | (9.373) | (1.457) |
| di competenza: | | | | |
| - azionisti Eni | | 1.303 | (8.778) | (1.464) |
| - interessenze di terzi | | (444) | (595) | 7 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations | | 1.720 | (7.952) | (1.051) |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | 1.008 | 782 | (120) |
| Esclusione special item | | 1.471 | 8.487 | 831 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations | | 4.199 | 1.317 | (340) |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations | | (343) | (642) | |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | 3.856 | 675 | (340) |

| Misure di risultato su base standalone | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|---------------|----------------|----------------|
| Utile (perdita) operativo - continuing operations | | 8.965 | (3.076) | 2.157 |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | | 1.460 | 1.136 | (175) |
| Esclusione special item | | 1.912 | 7.648 | 333 |
| Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations | | 12.337 | 5.708 | 2.315 |
| Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations | | (1.114) | (1.222) | |
| Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone | | 11.223 | 4.486 | 2.315 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations | | 1.720 | (7.952) | (1.051) |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | | 1.008 | 782 | (120) |
| Esclusione special item | | 1.471 | 8.487 | 831 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations | | 4.199 | 1.317 | (340) |
| Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations | | (476) | (514) | |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone | | 3.723 | 803 | (340) |
| Tax rate (%) | | 65,9 | 82,4 | 120,6 |

| Stato patrimoniale | (€ milioni) | 31 Dic. 2014 | 31 Dic. 2015 | 31 Dic. 2016 |
|---|-------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Capitale immobilizzato | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | 75.991 | 68.005 | 70.793 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | | 1.581 | 909 | 1.184 |
| Attività immateriali | | 4.420 | 3.034 | 3.269 |
| Partecipazioni | | 5.187 | 3.513 | 4.316 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | | 1.881 | 2.273 | 1.932 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento | | (1.971) | (1.284) | (1.765) |
| | | 87.089 | 76.450 | 79.729 |
| Capitale di esercizio netto | | | | |
| Rimanenze | | 7.555 | 4.579 | 4.637 |
| Crediti commerciali | | 19.709 | 12.616 | 11.186 |
| Debiti commerciali | | (15.015) | (9.605) | (11.038) |
| Debiti tributari e fondo imposte netto | | (3.330) | (4.137) | (3.073) |
| Fondi per rischi e oneri | | (15.882) | (15.375) | (13.896) |
| Altre attività (passività) di esercizio | | 222 | 1.827 | 1.171 |
| | | (6.741) | (10.095) | (11.013) |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | (1.313) | (1.123) | (868) |
| Discontinued operations e attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto | | 291 | 9.048 | 14 |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | | 79.326 | 74.280 | 67.862 |
| Patrimonio netto | | | | |
| di competenza: - azionisti Eni | | 63.186 | 55.493 | 53.037 |
| - interessenze di terzi | | 2.455 | 1.916 | 49 |
| | | 65.641 | 57.409 | 53.086 |
| Indebitamento finanziario netto | | 13.685 | 16.871 | 14.776 |
| COPERTURE | | 79.326 | 74.280 | 67.862 |

| Rendiconto finanziario riclassificato | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Utile (perdita) netto - continuing operations | | 1.808 | (7.399) | (1.044) |
| <i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i> | | | | |
| - ammortamenti e altri componenti non monetari | | 10.898 | 17.216 | 7.773 |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività | | (224) | (577) | (48) |
| - dividendi, interessi e imposte | | 6.600 | 3.215 | 2.229 |
| Variazione del capitale di esercizio | | 2.199 | 4.781 | 2.112 |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | | (6.812) | (4.361) | (3.349) |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations | | 14.469 | 12.875 | 7.673 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations | | 273 | (1.226) | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 14.742 | 11.649 | 7.673 |
| Investimenti tecnici - continuing operations | | (11.178) | (10.741) | (9.180) |
| Investimenti tecnici - discontinued operations | | (694) | (561) | |
| Investimenti tecnici | | (11.872) | (11.302) | (9.180) |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | | (408) | (228) | (1.164) |
| Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni | | 3.684 | 2.258 | 1.054 |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento | | 435 | (1.351) | 465 |
| Free cash flow | | 6.581 | 1.026 | (1.152) |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | | (414) | (300) | 5.271 |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | | (628) | 2.126 | (766) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (4.434) | (3.477) | (2.885) |
| Variazione area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations | | 78 | (780) | (3) |
| FLUSSO DI CASSA NETTO | | 1.183 | (1.405) | 465 |
| FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE | | 13.544 | 12.155 | 7.673 |

| Variazione indebitamento finanziario netto | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|--------------|----------------|----------------|
| Free cash flow | | 6.581 | 1.026 | (1.152) |
| Debiti e crediti finanziari società acquisite | | (19) | | |
| Debiti e crediti finanziari società disinvestite | | | 83 | 5.848 |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | | (850) | (818) | 284 |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (4.434) | (3.477) | (2.885) |
| VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO | | 1.278 | (3.186) | 2.095 |

| Ricavi della gestione caratteristica | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|---------------|---------------|-----------------|
| Exploration & Production | | 28.488 | 21.436 | 16.089 |
| Gas & Power | | 73.434 | 52.096 | 40.961 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 28.994 | 22.639 | 18.733 |
| Corporate e altre attività | | 1.429 | 1.468 | 1.343 |
| Effetto eliminazione utili interni | | 54 | | |
| Elisioni di consolidamento | | (34.181) | (25.353) | (21.364) |
| | | 98.218 | 72.286 | 55.762 |

| Ricavi da terzi | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | | 11.870 | 9.321 | 6.378 |
| Gas & Power | | 59.183 | 42.179 | 32.063 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 26.952 | 20.632 | 17.128 |
| Corporate e altre attività | | 159 | 154 | 193 |
| Effetto eliminazione utili interni | | 54 | | |
| | | 98.218 | 72.286 | 55.762 |

| Ricavi per area geografica di destinazione | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|---------------|---------------|---------------|
| Italia | | 29.234 | 24.405 | 21.280 |
| Resto dell'Unione Europea | | 29.298 | 20.730 | 15.808 |
| Resto dell'Europa | | 11.975 | 7.125 | 4.804 |
| Americhe | | 5.763 | 4.217 | 3.212 |
| Asia | | 12.840 | 9.086 | 5.619 |
| Africa | | 8.786 | 6.482 | 4.865 |
| Altre aree | | 322 | 241 | 174 |
| Totale estero | | 68.984 | 47.881 | 34.482 |
| | | 98.218 | 72.286 | 55.762 |

| Ricavi per area geografica di origine | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|---------------|---------------|---------------|
| Italia | | 66.763 | 47.287 | 37.515 |
| Resto dell'Unione Europea | | 12.470 | 9.996 | 7.899 |
| Resto dell'Europa | | 3.215 | 2.561 | 1.560 |
| Africa | | 10.024 | 7.630 | 5.496 |
| Americhe | | 3.528 | 2.893 | 2.257 |
| Asia | | 1.912 | 1.687 | 862 |
| Altre aree | | 306 | 232 | 173 |
| Totale estero | | 31.455 | 24.999 | 18.247 |
| | | 98.218 | 72.286 | 55.762 |

| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|---------------|---------------|---------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | | 60.987 | 39.812 | 27.783 |
| Costi per servizi | | 12.414 | 13.197 | 12.727 |
| Costi per godimento di beni di terzi | | 2.655 | 2.205 | 1.672 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | | 340 | 644 | 505 |
| Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting | | 409 | 278 | 240 |
| Altri oneri | | 918 | 1.135 | 1.512 |
| <i>a dedurre:</i> | | | | |
| incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | | (319) | (423) | (315) |
| | | 77.404 | 56.848 | 44.124 |

| Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione | (€ migliaia) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Revisione contabile | | 27.607 | 33.752 | 21.433 |
| Servizi di audit | | 1.287 | 1.138 | 1.874 |
| Servizi di consulenza fiscale | | 11 | 3 | |
| | | 28.905 | 34.893 | 23.307 |

| Costo lavoro | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Salari e stipendi | | 2.590 | 2.648 | 2.491 |
| Oneri sociali | | 445 | 453 | 445 |
| Oneri per programmi a benefici ai dipendenti | | 73 | 85 | 81 |
| Altri costi | | 160 | 182 | 202 |
| <i>a dedurre:</i> | | | | |
| incrementi per lavori interni | | (339) | (249) | (225) |
| | | 2.929 | 3.119 | 2.994 |

| Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette e radiazioni | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|---------------|---------------|--------------|
| Exploration & Production | | 6.916 | 8.080 | 6.772 |
| Gas & Power | | 335 | 363 | 354 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 381 | 454 | 389 |
| Corporate e altre attività | | 70 | 71 | 72 |
| Effetto eliminazione utili interni | | (26) | (28) | (28) |
| Totale ammortamenti | | 7.676 | 8.940 | 7.559 |
| Exploration & Production | | 851 | 5.212 | (700) |
| Gas & Power | | 25 | 152 | 81 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 380 | 1.150 | 104 |
| Corporate e altre attività | | 14 | 20 | 40 |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette | | 1.270 | 6.534 | (475) |
| Amortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette | | 8.946 | 15.474 | 7.084 |
| Radiazioni | | 1.198 | 688 | 350 |
| | | 10.144 | 16.162 | 7.434 |

| Utile operativo per settore | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|------------------------------------|-------------|--------------|----------------|--------------|
| Exploration & Production | | 10.727 | (959) | 2.567 |
| Gas & Power | | 64 | (1.258) | (391) |
| Refining & Marketing e Chimica | | (2.811) | (1.567) | 723 |
| Corporate e altre attività | | (518) | (497) | (681) |
| Effetto eliminazione utili interni | | 1.503 | 1.205 | (61) |
| | | 8.965 | (3.076) | 2.157 |

Non-GAAP measure

Indicatori alternativi di performance

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Measure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special item) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. 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, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle NON-GAAP measures.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono 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.

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

Utile/perdita di magazzino

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.

Special item

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.

Utile operativo adjusted, utile netto adjusted e flusso di cassa netto da attività operativa su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 utilizzati per il confronto, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special item, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa netto da attività operativa standalone.

Profit per boe

Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.

Opex per boe

Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Finding & Development cost per boe

Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas Topic 932).

Leverage

Il leverage è una misura della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

ROACE

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti fi-

nanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Coverage

Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.

Current ratio

Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage

Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

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

2014

| | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing e Chimica | Corporate e altre attività | Ingegneria & Costruzioni | Effetto eliminazione utili interni | GRUPPO | Discontinued operations | | TOTALE | CONTINUING OPERATIONS | Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations | CONTINUING OPERATIONS - su base standardone |
|---|--------------------------|-------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------------|---------------|--------------------------|----------------------|--------------|-----------------------|--|---|
| | | | | | | | | Ingegneria & Costruzioni | Elisioni infragruppo | | | | |
| (€ milioni) | | | | | | | | | | | | | |
| Utile (perdita) operativo | 10.727 | 64 | (2.811) | (518) | 18 | 398 | 7.878 | (18) | 1.105 | 1.087 | 8.965 | | 7.860 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | (119) | 1.746 | | | (167) | 1.460 | | | | 1.460 | | 1.460 |
| Esclusione degli special item: | | | | | | | | | | | | | |
| oneri ambientali | | | 138 | 41 | | | 179 | | | | 179 | | 179 |
| svalutazioni (riprese di valore) nette | 853 | 25 | 380 | 14 | 420 | | 1.692 | (420) | | (420) | 1.272 | | 1.272 |
| plusvalenze nette su cessione di asset | (70) | | 43 | 3 | 2 | | (22) | (2) | | (2) | (24) | | (24) |
| 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) | 41 | | 9 | | (16) | (9) | 9 | | (16) | | (25) |
| differenze e derivati su cambi | 6 | 205 | 18 | | | | 229 | | | | 229 | | 229 |
| altro | 172 | 64 | 37 | 30 | | | 303 | | | | 303 | | 303 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | 952 | 223 | 653 | 75 | 461 | | 2.364 | (461) | 9 | (452) | 1.912 | | 1.903 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | 11.679 | 168 | (412) | (443) | 479 | 231 | 11.702 | (479) | 1.114 | 635 | 12.337 | (1.114) | 11.223 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (273) | 7 | (12) | (564) | (6) | | (848) | 6 | 40 | 46 | (802) | (40) | (842) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 333 | 49 | 64 | (156) | 21 | | 311 | (21) | | (21) | 290 | | 290 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (7.170) | (138) | 41 | 311 | (185) | (79) | (7.220) | 185 | (51) | 134 | (7.086) | 51 | (7.035) |
| Tax rate (%) | 61,1 | 61,6 | .. | | 37,4 | | 64,7 | | | | 59,9 | | 65,9 |
| Utile (perdita) netto adjusted | 4.569 | 86 | (319) | (852) | 309 | 152 | 3.945 | (309) | 1.103 | 794 | 4.739 | (1.103) | 3.636 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | | | | | | |
| - interessenze terzi | | | | | | | 89 | | | 451 | 540 | (627) | (87) |
| - azionisti Eni | | | | | | | 3.856 | | | 343 | 4.199 | (476) | 3.723 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | 1.303 | | | 417 | 1.720 | | 1.720 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | 1.008 | | | | 1.008 | | 1.008 |
| Esclusione special item | | | | | | | 1.545 | | (74) | | 1.471 | | 1.471 |
| Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations | | | | | | | | | | | | | (476) |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | 3.856 | | | 343 | 4.199 | | 3.723 |

(a) Escludono gli special item.

2015

| | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing e Chimica | Corporate e altre attività | Ingegneria & Costruzioni | Effetto eliminazione utili interni | GRUPPO | Discontinued operations | | | CONTINUING OPERATIONS | Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations | CONTINUING OPERATIONS - su base standardone |
|---|--------------------------|----------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------------|----------------|--------------------------|----------------------|--------------|-----------------------|--|---|
| | | | | | | | | Ingegneria & Costruzioni | Elisioni infragruppo | TOTALE | | | |
| (€ milioni) | | | | | | | | | | | | | |
| Utile (perdita) operativo | (959) | (1.258) | (1.567) | (497) | (694) | (23) | (4.998) | 694 | 1.228 | 1.922 | (3.076) | | (4.304) |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | 132 | 877 | | | 127 | 1.136 | | | | 1.136 | | 1.136 |
| Esclusione degli special item: | | | | | | | | | | | | | |
| oneri ambientali | | | 137 | 88 | | | 225 | | | | 225 | | 225 |
| svalutazioni (riprese di valore) nette | 5.212 | 152 | 1.150 | 20 | 590 | | 7.124 | (590) | | (590) | 6.534 | | 6.534 |
| radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | 169 | | | | | | 169 | | | | 169 | | 169 |
| plusvalenze nette su cessione di asset | (403) | | (8) | 4 | 1 | | (406) | (1) | | (1) | (407) | | (407) |
| accantonamenti a fondo rischi | | 226 | (5) | (10) | | | 211 | | | | 211 | | 211 |
| oneri per incentivazione all'esodo | 15 | 6 | 8 | 1 | 12 | | 42 | (12) | | (12) | 30 | | 30 |
| derivati su commodity | 12 | 90 | 68 | | (6) | | 164 | 6 | (6) | | 164 | | 170 |
| differenze e derivati su cambi | (59) | (9) | 5 | | | | (63) | | | | (63) | | (63) |
| altro | 195 | 535 | 30 | 25 | | | 785 | | | | 785 | | 785 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | 5.141 | 1.000 | 1.385 | 128 | 597 | | 8.251 | (597) | (6) | (603) | 7.648 | | 7.654 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | 4.182 | (126) | 695 | (369) | (97) | 104 | 4.389 | 97 | 1.222 | 1.319 | 5.708 | (1.222) | 4.486 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (272) | 11 | (2) | (686) | (5) | | (954) | 5 | 24 | 29 | (925) | (24) | (949) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 254 | (2) | 69 | 285 | 17 | | 623 | (17) | | (17) | 606 | | 606 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (3.173) | (51) | (250) | 107 | (212) | (47) | (3.626) | 212 | (53) | 159 | (3.467) | 53 | (3.414) |
| Tax rate (%) | 76,2 | .. | 32,8 | | .. | | 89,4 | | | | 64,3 | | 82,4 |
| Utile (perdita) netto adjusted | 991 | (168) | 512 | (663) | (297) | 57 | 432 | 297 | 1.193 | 1.490 | 1.922 | (1.193) | 729 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | | | | | | | |
| - interessenze terzi | | | | | | | (243) | | | 848 | 605 | (679) | (74) |
| - azionisti Eni | | | | | | | 675 | | | 642 | 1.317 | (514) | 803 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | (8.778) | | | 826 | (7.952) | | (7.952) |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | 782 | | | | 782 | | 782 |
| Esclusione special item | | | | | | | 8.671 | | (184) | | 8.487 | | 8.487 |
| Ripristino elisioni intercompany vs. Discontinued operations | | | | | | | | | | | | | (514) |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | 675 | | | 642 | 1.317 | | 803 |

(a) Escludono gli special item.

2016

| (€ milioni) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing e Chimica | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | GRUPPO | DISCONTINUED OPERATIONS | CONTINUING OPERATIONS |
|---|--------------------------|--------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------------|----------------|-------------------------|-----------------------|
| Utile (perdita) operativo | 2.567 | (391) | 723 | (681) | (61) | 2.157 | | 2.157 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | 90 | (406) | | 141 | (175) | | (175) |
| Esclusione degli special item: | | | | | | | | |
| oneri ambientali | | 1 | 104 | 88 | | 193 | | 193 |
| svalutazioni (riprese di valore) nette | (684) | 81 | 104 | 40 | | (459) | | (459) |
| radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti | 7 | | | | | 7 | | 7 |
| plusvalenze nette su cessione di asset | (2) | | (8) | | | (10) | | (10) |
| accantonamenti a fondo rischi | 105 | 17 | 28 | 1 | | 151 | | 151 |
| oneri per incentivazione all'esodo | 24 | 4 | 12 | 7 | | 47 | | 47 |
| derivati su commodity | 19 | (443) | (3) | | | (427) | | (427) |
| differenze e derivati su cambi | (3) | (19) | 3 | | | (19) | | (19) |
| altro | 461 | 270 | 26 | 93 | | 850 | | 850 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | (73) | (89) | 266 | 229 | | 333 | | 333 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | 2.494 | (390) | 583 | (452) | 80 | 2.315 | | 2.315 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | (55) | 6 | 1 | (721) | | (769) | | (769) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | 68 | (20) | 32 | (6) | | 74 | | 74 |
| Imposte sul reddito ^(a) | (1.999) | 74 | (197) | 188 | (19) | (1.953) | | (1.953) |
| Tax rate (%) | 79,7 | .. | 32,0 | | | 120,6 | | 120,6 |
| Utile (perdita) netto adjusted | 508 | (330) | 419 | (991) | 61 | (333) | | (333) |
| di cui: | | | | | | | | |
| - utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi | | | | | | 7 | | 7 |
| - utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | (340) | | (340) |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | (1.464) | 413 | (1.051) |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | (120) | | (120) |
| Esclusione special item | | | | | | 1.244 | (413) | 831 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | (340) | | (340) |

(a) Escludono gli special item.

| (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|---------------|---------------|--------------|
| Flusso di cassa netto da attività operativa | 14.742 | 11.649 | 7.673 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations | 273 | (1.226) | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations | 14.469 | 12.875 | 7.673 |
| Rispristino elisioni intercompany verso discontinued operations | (925) | (720) | |
| FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE | 13.544 | 12.155 | 7.673 |

| Dettaglio degli special item | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|--------------|----------------|--------------|
| Special item dell'utile (perdita) operativo | | 2.364 | 8.251 | 333 |
| - oneri ambientali | | 179 | 225 | 193 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | | 1.692 | 7.124 | (459) |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | | | 169 | 7 |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | | (22) | (406) | (10) |
| - accantonamenti a fondo rischi | | (10) | 211 | 151 |
| - oneri per incentivazione all'esodo | | 9 | 42 | 47 |
| - derivati su commodity | | (16) | 164 | (427) |
| - differenze e derivati su cambi | | 229 | (63) | (19) |
| - altro | | 303 | 785 | 850 |
| Oneri (proventi) finanziari | | 203 | 292 | 166 |
| di cui: | | | | |
| <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i> | | <i>(229)</i> | <i>63</i> | <i>19</i> |
| Oneri (proventi) su partecipazioni | | (189) | 488 | 817 |
| di cui: | | | | |
| <i>plusvalenza da cessione</i> | | <i>(159)</i> | <i>(33)</i> | <i>(57)</i> |
| <i>svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni</i> | | <i>(38)</i> | <i>506</i> | <i>896</i> |
| Imposte sul reddito | | (300) | (7) | (72) |
| di cui: | | | | |
| <i>svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane</i> | | <i>976</i> | <i>880</i> | <i>170</i> |
| <i>altri proventi netti di imposta</i> | | <i>(824)</i> | | |
| <i>adeguamento fiscalità differite su PSA</i> | | <i>69</i> | | |
| <i>svalutazioni nette imposte differite estero upstream</i> | | | <i>860</i> | <i>6</i> |
| <i>fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro</i> | | <i>(521)</i> | <i>(1.747)</i> | <i>(248)</i> |
| Totale special item dell'utile (perdita) netto | | 2.078 | 9.024 | 1.244 |
| di competenza: | | | | |
| - interessenze di terzi | | 533 | 353 | |
| - azionisti Eni | | 1.545 | 8.671 | 1.244 |

| Utile operativo adjusted per settore | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|---------------|--------------|--------------|
| Exploration & Production | | 11.679 | 4.182 | 2.494 |
| Gas & Power | | 168 | (126) | (390) |
| Refining & Marketing e Chimica | | (412) | 695 | 583 |
| Corporate e altre attività | | (443) | (369) | (452) |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato | | 1.345 | 1.326 | 80 |
| | | 12.337 | 5.708 | 2.315 |

| Utile netto adjusted per settore | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Exploration & Production | | 4.569 | 991 | 508 |
| Gas & Power | | 86 | (168) | (330) |
| Refining & Marketing e Chimica | | (319) | 512 | 419 |
| Corporate e altre attività | | (852) | (663) | (991) |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento | | 1.255 | 1.250 | 61 |
| | | 4.739 | 1.922 | (333) |
| di cui: | | | | |
| Utile (perdita) netto adjusted di terzi azionisti | | 540 | 605 | 7 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza degli azionisti di Eni | | 4.199 | 1.317 | (340) |

| Proventi (oneri) finanziari netti | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|----------------|----------------|--------------|
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | | (802) | (814) | (726) |
| - Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine | | (871) | (838) | (757) |
| - Interessi attivi verso banche | | 19 | 19 | 15 |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | | 24 | 3 | (21) |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | | 26 | 2 | 37 |
| Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati | | 165 | 160 | (482) |
| - Strumenti finanziari derivati su valute | | 51 | 96 | (494) |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | | 46 | 31 | (12) |
| - Opzioni | | 68 | 33 | 24 |
| Differenze di cambio | | (415) | (354) | 676 |
| Altri proventi (oneri) finanziari | | (278) | (464) | (459) |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | | 74 | 120 | 143 |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) | | (293) | (291) | (312) |
| - Altri proventi (oneri) finanziari | | (59) | (293) | (290) |
| | | (1.330) | (1.472) | (991) |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | | 163 | 166 | 106 |
| | | (1.167) | (1.306) | (885) |

| Proventi (oneri) netti su partecipazioni | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|-------------|------------|------------|--------------|
| Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | | 188 | 150 | 77 |
| Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | | (77) | (615) | (370) |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessioni | | 160 | 164 | (14) |
| Dividendi | | 385 | 402 | 143 |
| Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto | | (1) | (6) | (33) |
| Altri proventi (oneri) netti | | (179) | 10 | (183) |
| | | 476 | 105 | (380) |

| Immobilizzazioni materiali | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|----------------|----------------|----------------|
| Immobilizzazioni materiali lorde | | | | |
| Exploration & Production | | 135.385 | 154.064 | 165.559 |
| Gas & Power | | 5.985 | 6.169 | 6.276 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 23.425 | 23.818 | 24.119 |
| Ingegneria & Costruzioni | | 13.657 | | |
| Corporate e altre attività | | 2.201 | 1.854 | 1.886 |
| Effetto eliminazione utili interni | | (572) | (656) | (568) |
| | | 180.081 | 185.249 | 197.272 |
| Immobilizzazioni materiali nette | | | | |
| Exploration & Production | | 60.683 | 61.495 | 64.428 |
| Gas & Power | | 1.985 | 1.882 | 1.692 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 5.653 | 4.664 | 4.642 |
| Ingegneria & Costruzioni | | 7.616 | | |
| Corporate e altre attività | | 452 | 418 | 368 |
| Effetto eliminazione utili interni | | (398) | (454) | (337) |
| | | 75.991 | 68.005 | 70.793 |

| Investimenti | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | | 10.156 | 9.980 | 8.254 |
| Gas & Power | | 172 | 154 | 120 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 819 | 628 | 664 |
| Corporate e altre attività | | 113 | 64 | 55 |
| Effetto eliminazione utili interni | | (82) | (85) | 87 |
| Investimenti tecnici - continuing operations | | 11.178 | 10.741 | 9.180 |
| Investimenti tecnici - discontinued operations | | 694 | 561 | |
| Investimenti tecnici | | 11.872 | 11.302 | 9.180 |
| Investimenti in partecipazioni | | 408 | 228 | 1.164 |
| Investimenti | | 12.280 | 11.530 | 10.344 |

| Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione | (€ milioni) | 2014 | 2015 | 2016 |
|---|-------------|---------------|---------------|--------------|
| Italia | | 1.730 | 1.303 | 1.163 |
| Resto dell'Unione Europea | | 571 | 444 | 331 |
| Resto dell'Europa | | 1.346 | 1.101 | 460 |
| Africa | | 4.658 | 5.009 | 5.004 |
| America | | 1.039 | 674 | 233 |
| Asia | | 1.717 | 2.186 | 1.978 |
| Altre aree | | 117 | 24 | 11 |
| Totale estero | | 9.448 | 9.438 | 8.017 |
| Investimenti tecnici - continuing operations | | 11.178 | 10.741 | 9.180 |
| Italia | | 27 | 17 | |
| Resto dell'Unione Europea | | 256 | 264 | |
| Resto dell'Europa | | 32 | 50 | |
| Africa | | 31 | 11 | |
| America | | 126 | 53 | |
| Asia | | 187 | 140 | |
| Altre aree | | 35 | 26 | |
| Totale estero | | 667 | 544 | |
| Investimenti tecnici - discontinued operations | | 694 | 561 | |
| Investimenti tecnici | | 11.872 | 11.302 | 9.180 |

| Indebitamento finanziario netto | (€ milioni) | Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa | | | Totale |
|--|-------------|---|---|--|---------------|
| | | Debiti finanziari e obbligazioni | Disponibilità liquide ed equivalenti | Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | |
| 2014 | | | | | |
| Breve termine | | 6.575 | (6.614) | (5037) | (5.631) |
| Lungo termine | | 19.316 | | | 19.316 |
| | | 25.891 | (6.614) | (5.037) | 13.685 |
| 2015 | | | | | |
| Breve termine | | 8.396 | (5.209) | (5.028) | (2.526) |
| Lungo termine | | 19.397 | | | 19.397 |
| | | 27.793 | (5.209) | (5.028) | 16.871 |
| 2016 | | | | | |
| Breve termine | | 6.675 | (5.674) | (6.404) | (5.788) |
| Lungo termine | | 20.564 | | | 20.564 |
| | | 27.239 | (5.674) | (6.404) | 14.776 |

Personale

| Personale a fine periodo | (numero) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|----------|---------------|---------------|---------------------|
| Exploration & Production | Italia | 4.534 | 4.572 | 4.608 |
| | Eestero | 8.243 | 8.249 | 7.886 |
| | | 12.777 | 12.821 | 12.494 |
| Gas & Power | Italia | 2.067 | 2.023 | 2.032 |
| | Eestero | 2.494 | 2.461 | 2.229 |
| | | 4.561 | 4.484 | 4.261 |
| Refining & Marketing e Chimica | Italia | 9.286 | 8.635 | 8.577 |
| | Eestero | 2.598 | 2.360 | 2.281 |
| | | 11.884 | 10.995 | 10.858 |
| Corporate e altre attività | Italia | 5.320 | 5.650 | 5.693 |
| | Eestero | 304 | 246 | 229 |
| | | 5.624 | 5.896 | 5.922 |
| Totale occupazione a fine periodo | Italia | 21.207 | 20.880 | 20.910 |
| | Eestero | 13.639 | 13.316 | 12.626 |
| | | 34.846 | 34.196 | 33.536 |
| <i>di cui dirigenti</i> | | <i>1.068</i> | <i>1.054</i> | <i>1.017</i> |

| Dettaglio per qualifica | (numero) | 2014 | 2015 | 2016 |
|--------------------------------|----------|---------------|---------------|---------------|
| Dirigenti | | 1.068 | 1.054 | 1.017 |
| Quadri | | 9.103 | 9.295 | 9.244 |
| Impiegati | | 18.229 | 17.897 | 17.232 |
| Operai | | 6.446 | 5.950 | 6.043 |
| Totale | | 34.846 | 34.196 | 33.536 |

Informazioni supplementari sulle attività Oil & Gas

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 2016 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 42,8 \$/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 valutazione¹ 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 indipendenti². 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 2016 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2016 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 41% delle riserve Eni al 31 dicembre 2016³.

Nel triennio 2014-2016 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2016 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Zubair (Iraq), Bu Attifel (Libia) e CAF-C-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 50%, il 52% e il 59% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016. 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 5% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,6%, lo 0,6% e lo 1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016; (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 2014, 2015 e 2016.

[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 2016".

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

Riserve certe di idrocarburi

| (milioni di boe) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|-----------------------|----------------------|--------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2014 | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | 499 | 557 | 1.783 | 1.155 | 1.035 | 263 | 240 | 176 | 5.708 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | <i>408</i> | <i>343</i> | <i>1.003</i> | <i>701</i> | <i>566</i> | <i>90</i> | <i>153</i> | <i>123</i> | 3.387 |
| <i>non sviluppate</i> | <i>91</i> | <i>214</i> | <i>780</i> | <i>454</i> | <i>469</i> | <i>173</i> | <i>87</i> | <i>53</i> | 2.321 |
| Acquisizioni | | 4 | | | | | | | 4 |
| Revisioni di precedenti stime | 68 | 53 | 154 | 110 | 64 | 45 | 26 | (7) | 513 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 3 | 1 | 2 | | | | 6 |
| Estensioni e nuove scoperte | 1 | 1 | 5 | 98 | | 11 | 8 | | 124 |
| Produzione | (65) | (70) | (205) | (118) | (32) | (34) | (42) | (9) | (575) |
| Cessioni | | (1) | | (7) | | | | | (8) |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 503 | 544 | 1.740 | 1.239 | 1.069 | 285 | 232 | 160 | 5.772 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | | | 19 | 75 | | 7 | 726 | | 827 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | | | 19 | | | 3 | 18 | | 40 |
| <i>non sviluppate</i> | | | | 75 | | 4 | 708 | | 787 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | (1) | 7 | | | 5 | | 11 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (2) | (1) | | (2) | (3) | | (8) |
| Cessioni | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | 16 | 81 | | 5 | 728 | | 830 |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 503 | 544 | 1.756 | 1.320 | 1.069 | 290 | 960 | 160 | 6.602 |
| Sviluppate | | | | | | | | | |
| consolidate | 401 | 335 | 919 | 725 | 589 | 115 | 214 | 135 | 3.433 |
| 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 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | <i>401</i> | <i>335</i> | <i>904</i> | <i>702</i> | <i>589</i> | <i>112</i> | <i>188</i> | <i>135</i> | 3.366 |
| <i>non sviluppate</i> | <i>102</i> | <i>209</i> | <i>836</i> | <i>537</i> | <i>480</i> | <i>173</i> | <i>44</i> | <i>25</i> | 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 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | | | 15 | 23 | | 3 | 26 | | 67 |
| <i>non sviluppate</i> | | | 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 | | | | | | | | | |
| 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 idrocarburi

| (milioni di boe) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | 465 | 495 | 1.694 | 500 | 1.282 | 1.198 | 422 | 269 | 150 | 5.975 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | 362 | 404 | 1.010 | 380 | 764 | 689 | 159 | 217 | 115 | 3.720 |
| <i>non sviluppate</i> | 103 | 91 | 684 | 120 | 518 | 509 | 263 | 52 | 35 | 2.255 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | (62) | 1 | 90 | (20) | 157 | 63 | 111 | 1 | 4 | 365 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 1 | 1 | | | | | | | 2 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 2 | 882 | 881 | | | 3 | | | 887 |
| Produzione | (49) | (73) | (235) | (68) | (122) | (40) | (45) | (43) | (9) | (616) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 354 | 426 | 2.432 | 1.293 | 1.317 | 1.221 | 491 | 227 | 145 | 6.613 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | | 14 | | 87 | | 4 | 810 | | 915 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | | | 14 | | 22 | | 2 | 265 | | 303 |
| <i>non sviluppate</i> | | | | | 65 | | 2 | 545 | | 612 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | 1 | | (2) | | | (9) | | (10) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | | (3) | | (2) | (22) | | (28) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | | 14 | | 82 | | 2 | 779 | | 877 |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 354 | 426 | 2.446 | 1.293 | 1.399 | 1.221 | 493 | 1.006 | 145 | 7.490 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | 287 | 374 | 971 | 352 | 835 | 966 | 177 | 554 | 111 | 4.275 |
| joint venture e collegate | | | 14 | | 26 | | 2 | 349 | | 391 |
| Non sviluppate | 67 | 52 | 1.475 | 941 | 564 | 255 | 316 | 452 | 34 | 3.215 |
| consolidate | 67 | 52 | 1.475 | 941 | 508 | 255 | 316 | 22 | 34 | 2.729 |
| joint venture e collegate | | | | | 56 | | | 430 | | 486 |

Riserve certe di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|-----------------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2014 | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | 220 | 330 | 830 | 723 | 679 | 128 | 147 | 22 | 3.079 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | 177 | 179 | 561 | 465 | 295 | 38 | 96 | 20 | 1.831 |
| <i>non sviluppate</i> | 43 | 151 | 269 | 258 | 384 | 90 | 51 | 2 | 1.248 |
| Acquisizioni | | 1 | | | | | | | 1 |
| Revisioni di precedenti stime | 49 | 35 | 32 | 70 | 35 | 16 | 22 | (7) | 252 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 3 | 1 | 2 | | | | 6 |
| Estensioni e nuove scoperte | 1 | | 2 | 36 | | | 5 | | 44 |
| Produzione | (27) | (34) | (91) | (84) | (19) | (13) | (27) | (2) | (297) |
| Cessioni | | (1) | | (7) | | | | | (8) |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 243 | 331 | 776 | 739 | 697 | 131 | 147 | 13 | 3.077 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | | | 16 | 15 | | 1 | 116 | | 148 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | | | 16 | | | | 19 | | 35 |
| <i>non sviluppate</i> | | | | 15 | | 1 | 97 | | 113 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | (1) | 3 | | | 5 | | 7 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | (1) | | | (4) | | (6) |
| Cessioni | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | 14 | 17 | | 1 | 117 | | 149 |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 243 | 331 | 790 | 756 | 697 | 132 | 264 | 13 | 3.226 |
| Sviluppate | | | | | | | | | |
| consolidate | 184 | 174 | 534 | 477 | 306 | 64 | 142 | 12 | 1.893 |
| joint venture e collegate | | | 13 | 7 | | | 26 | | 46 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | |
| consolidate | 59 | 157 | 256 | 279 | 391 | 68 | 122 | 1 | 1.333 |
| joint venture e collegate | | | 1 | 10 | | 1 | 91 | | 103 |

Riserve certe di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|-----------------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2015 | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 243 | 331 | 776 | 739 | 697 | 131 | 147 | 13 | 3.077 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | 184 | 174 | 521 | 470 | 306 | 64 | 116 | 12 | 1.847 |
| <i>non sviluppate</i> | 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 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | | | 13 | 7 | | | 26 | | 46 |
| <i>non sviluppate</i> | | | 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 petrolio

| (milioni di boe) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | 228 | 305 | 821 | 327 | 787 | 771 | 262 | 189 | 9 | 3.372 |
| di cui: sviluppate | 171 | 237 | 542 | 230 | 511 | 355 | 126 | 149 | 9 | 2.100 |
| non sviluppate | 57 | 68 | 279 | 97 | 276 | 416 | 136 | 40 | | 1.272 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | (35) | (4) | (7) | (26) | 113 | 20 | 73 | (1) | 1 | 160 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 1 | 1 | | | | | | | 2 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 2 | 9 | 8 | | | | | | 11 |
| Produzione | (17) | (40) | (89) | (28) | (91) | (24) | (28) | (25) | (1) | (315) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 176 | 264 | 735 | 281 | 809 | 767 | 307 | 163 | 9 | 3.230 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | | 13 | | 16 | | | 158 | | 187 |
| di cui: sviluppate | | | 13 | | 6 | | | 29 | | 48 |
| non sviluppate | | | | | 10 | | | 129 | | 139 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | 1 | | (1) | | | (13) | | (13) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | | | | | (5) | | (6) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | | 13 | | 15 | | | 140 | | 168 |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 176 | 264 | 748 | 281 | 824 | 767 | 307 | 303 | 9 | 3.398 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | 132 | 228 | 492 | 205 | 507 | 556 | 124 | 143 | 8 | 2.190 |
| joint venture e collegate | | | 13 | | 8 | | | 22 | | 43 |
| Non sviluppate | 44 | 36 | 243 | 76 | 309 | 211 | 183 | 138 | 1 | 1.165 |
| consolidate | 44 | 36 | 243 | 76 | 302 | 211 | 183 | 20 | 1 | 1.040 |
| joint venture e collegate | | | | | 7 | | | 118 | | 125 |

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 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | 35.835 | 25.587 | 68.864 | 36.666 | 42.144 | 8.101 | 8.769 | 15.894 | 241.860 |
| <i>non sviluppate</i> | 7.494 | 9.754 | 79.298 | 30.536 | 13.258 | 12.988 | 5.628 | 8.107 | 167.063 |
| Acquisizioni | | 607 | | | | | | | 607 |
| Revisioni di precedenti stime | 3.189 | 2.790 | 18.923 | 6.054 | 4.685 | 4.414 | 638 | (37) | 40.656 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | 8 | 549 | 9.646 | | 1.683 | 464 | | 12.350 |
| Produzione | (6.034) | (5.531) | (17.765) | (5.245) | (2.074) | (3.208) | (2.253) | (1.143) | (43.253) |
| Cessioni | | (19) | | (6) | | | | | (25) |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 40.484 | 33.196 | 149.869 | 77.651 | 58.013 | 23.978 | 13.246 | 22.821 | 419.258 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | | | 421 | 9.350 | | 803 | 94.955 | | 105.529 |
| <i>di cui: sviluppate</i> | | | 418 | | | 382 | 151 | | 951 |
| <i>non sviluppate</i> | | | 3 | 9.350 | | 421 | 94.804 | | 104.578 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | 53 | 713 | | (54) | (3) | | 709 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (55) | (106) | | (239) | (9) | | (409) |
| Cessioni | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | 419 | 9.957 | | 510 | 94.943 | | 105.829 |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 40.484 | 33.196 | 150.288 | 87.608 | 58.013 | 24.488 | 108.189 | 22.821 | 525.087 |
| Sviluppate | | | | | | | | | |
| consolidate | 33.754 | 25.125 | 60.170 | 38.520 | 43.966 | 7.666 | 11.286 | 19.102 | 239.589 |
| 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

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 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 |

Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | 36.905 | 29.594 | 135.881 | 26.817 | 76.856 | 66.649 | 24.864 | 12.419 | 21.793 | 404.961 |
| di cui: sviluppate | 29.757 | 26.034 | 72.668 | 23.264 | 39.367 | 51.832 | 5.225 | 10.549 | 16.562 | 251.994 |
| non sviluppate | 7.148 | 3.560 | 63.213 | 3.553 | 37.489 | 14.817 | 19.639 | 1.870 | 5.231 | 152.967 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | (4.374) | 495 | 14.040 | 710 | 6.324 | 6.334 | 5.657 | 228 | 352 | 29.056 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | 134.986 | 134.980 | | | 421 | 5 | | 135.412 |
| Produzione | (4.883) | (5.200) | (22.719) | (6.191) | (4.811) | (2.634) | (2.547) | (2.659) | (1.181) | (46.634) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 27.648 | 24.889 | 262.188 | 156.316 | 78.369 | 70.349 | 28.395 | 9.993 | 20.964 | 522.795 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | | 363 | | 10.967 | | 359 | 101.399 | | 113.088 |
| di cui: sviluppate | | | 363 | | 2.376 | | 260 | 36.691 | | 39.690 |
| non sviluppate | | | | | 8.591 | | 99 | 64.708 | | 73.398 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | 102 | | (244) | | (15) | (126) | | (283) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (51) | | (302) | | (195) | (2.640) | | (3.188) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | | 414 | | 10.421 | | 149 | 98.633 | | 109.617 |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 27.648 | 24.889 | 262.602 | 156.316 | 88.790 | 70.349 | 28.544 | 108.626 | 20.964 | 632.412 |
| Sviluppate | 23.925 | 22.674 | 72.098 | 22.630 | 49.696 | 63.391 | 8.060 | 60.025 | 15.822 | 315.691 |
| consolidate | 23.925 | 22.674 | 71.684 | 22.630 | 46.769 | 63.391 | 7.911 | 9.580 | 15.822 | 261.756 |
| joint venture e collegate | | | 414 | | 2.927 | | 149 | 50.445 | | 53.935 |
| Non sviluppate | 3.723 | 2.215 | 190.504 | 133.686 | 39.094 | 6.958 | 20.484 | 48.601 | 5.142 | 316.721 |
| consolidate | 3.723 | 2.215 | 190.504 | 133.686 | 31.600 | 6.958 | 20.484 | 413 | 5.142 | 261.039 |
| joint venture e collegate | | | | | 7.494 | | | 48.188 | | 55.682 |

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 |
|---|--------------|----------------|-----------------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| 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 | (36) | (245) | (72) | (681) | | (204) | (171) | (69) | (1.478) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (819) | (1.082) | (1.330) | (1.985) | (90) | (860) | (1.295) | (175) | (7.636) |
| Altri (oneri) proventi | (184) | (96) | (773) | (358) | (251) | (124) | (78) | (30) | (1.894) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 1.273 | 1.207 | 6.265 | 1.478 | 773 | (81) | (81) | (47) | 10.787 |
| Imposte sul risultato | (503) | (785) | (3.992) | (1.155) | (291) | (102) | 29 | 43 | (6.756) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate | 770 | 422 | 2.273 | 323 | 482 | (183) | (52) | (4) | 4.031 |
| 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 | | (1) | (2) | | | (31) | (1) | | (35) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | (1) | (2) | | | (40) | (60) | | (103) |
| Altri (oneri) proventi | | (1) | 1 | (32) | | (3) | (41) | | (76) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | | (3) | 2 | (32) | | 2 | 9 | | (22) |
| Imposte sul risultato | | | (2) | | | (23) | (18) | | (43) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate | | (3) | | (32) | | (21) | (9) | | (65) |

(a) Include svalutazioni di attività per €851 milioni.

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 |
|---|--------------|----------------|-----------------------|----------------------|------------|-----------------|----------------|---------------------|----------------|
| 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 | (35) | (205) | (164) | (216) | | (210) | (35) | (6) | (871) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (750) | (2.022) | (2.938) | (3.835) | (109) | (1.491) | (1.775) | (111) | (13.031) |
| Altri (oneri) proventi | (215) | (142) | (564) | (290) | (156) | (282) | (9) | (23) | (1.681) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 537 | (682) | 2.230 | (1.417) | 386 | (766) | (1.023) | (2) | (737) |
| Imposte sul risultato | (182) | 589 | (2.148) | 272 | (142) | 90 | 406 | (25) | (1.140) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate | 355 | (93) | 82 | (1.145) | 244 | (676) | (617) | (27) | (1.877) |
| 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 | | | | | | (16) | | | (16) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | (1) | (3) | (432) | | (77) | (78) | | (591) |
| Altri (oneri) proventi | | (3) | (1) | (35) | | (6) | (48) | | (93) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | | (4) | 3 | (467) | | (44) | (9) | | (521) |
| Imposte sul risultato | | | (3) | | | 8 | (29) | | (24) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate | | (4) | | (467) | | (36) | (38) | | (545) |

(a) Include svalutazioni di attività per €5.051 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|------------|-----------------|--------------|---------------------|----------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 1.217 | 1.673 | 941 | 9 | 3.178 | 252 | 1.027 | 833 | 4 | 9.125 |
| - vendite a terzi | | 432 | 4.312 | 1.471 | 485 | 606 | 114 | 102 | 165 | 6.216 |
| Totale ricavi | 1.217 | 2.105 | 5.253 | 1.480 | 3.663 | 858 | 1.141 | 935 | 169 | 15.341 |
| Costi operativi | (311) | (599) | (807) | (356) | (968) | (269) | (215) | (325) | (49) | (3.543) |
| Imposte sulla produzione | (96) | | (176) | | (282) | | (17) | | (5) | (576) |
| Costi di ricerca | (35) | (40) | (87) | (42) | (142) | | (39) | (28) | (3) | (374) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (923) | (943) | (1.366) | (691) | (1.093) | (129) | (952) | (480) | (67) | (5.953) |
| Altri (oneri) proventi | (342) | (232) | (466) | (265) | (917) | (57) | (130) | (120) | (8) | (2.272) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | (490) | 291 | 2.351 | 126 | 261 | 403 | (212) | (18) | 37 | 2.623 |
| Imposte sul risultato | 159 | (1) | (1.707) | (89) | 97 | (139) | 32 | (9) | (9) | (1.577) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate | (331) | 290 | 644 | 37 | 358 | 264 | (180) | (27) | 28 | 1.046 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | | | | | | | | | | |
| - vendite a terzi | | | 15 | | | | 36 | 493 | | 544 |
| Totale ricavi | | | 15 | | | | 36 | 493 | | 544 |
| Costi operativi | | | (9) | | | | (10) | (54) | | (73) |
| Imposte sulla produzione | | | (3) | | | | | (121) | | (124) |
| Costi di ricerca | | | | | | | (13) | | | (13) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | | (1) | | (26) | | (32) | (240) | | (299) |
| Altri (oneri) proventi | | (3) | (1) | | (26) | | (16) | (25) | | (71) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | | (3) | 1 | | (52) | | (35) | 53 | | (36) |
| Imposte sul risultato | | | (2) | | | | (6) | (162) | | (170) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate | | (3) | (1) | | (52) | | (41) | (109) | | (206) |

(a) Include svalutazioni (riprese di valore) nette per -€700 milioni.

Costi capitalizzati

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|------------------|
| 2015 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 15.280 | 15.110 | 26.904 | | 35.241 | 3.364 | 10.424 | 16.156 | 2.037 | 124.516 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 18 | 297 | 444 | | 2.443 | 1 | 1.229 | 874 | 203 | 5.509 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 355 | 42 | 1.758 | | 1.318 | 112 | 34 | 74 | 15 | 3.708 |
| Immobilizzazioni in corso | 1.114 | 3.501 | 2.280 | | 4.932 | 8.900 | 1.665 | 729 | 123 | 23.244 |
| Costi capitalizzati lordi | 16.767 | 18.950 | 31.386 | | 43.934 | 12.377 | 13.352 | 17.833 | 2.378 | 156.977 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (12.184) | (11.431) | (20.268) | | (25.235) | (1.422) | (9.691) | (13.344) | (1.122) | (94.697) |
| Costi capitalizzati netti società consolidate^(a) | 4.583 | 7.519 | 11.118 | | 18.699 | 10.955 | 3.661 | 4.489 | 1.256 | 62.280 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | 3 | 89 | | 23 | | 624 | 2.010 | | 2.749 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 17 | | | | | 93 | | | 110 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | | 8 | | | | | 6 | | 14 |
| Immobilizzazioni in corso | | 10 | 5 | | 1.508 | | 23 | 112 | | 1.658 |
| Costi capitalizzati lordi | | 30 | 102 | | 1.531 | | 740 | 2.128 | | 4.531 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | (23) | (77) | | (441) | | (628) | (338) | | (1.507) |
| Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a) | | 7 | 25 | | 1.090 | | 112 | 1.790 | | 3.024 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 15.951 | 18.678 | 28.754 | 15.262 | 38.539 | 10.790 | 11.680 | 17.127 | 2.085 | 143.604 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 18 | 301 | 471 | 55 | 2.461 | 1 | 1.155 | 903 | 210 | 5.520 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 357 | 42 | 1.830 | 203 | 1.375 | 111 | 37 | 77 | 15 | 3.844 |
| Immobilizzazioni in corso | 724 | 242 | 4.175 | 1.828 | 5.117 | 2.565 | 2.248 | 317 | 134 | 15.522 |
| Costi capitalizzati lordi | 17.050 | 19.263 | 35.230 | 17.348 | 47.492 | 13.467 | 15.120 | 18.424 | 2.444 | 168.490 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (13.022) | (12.113) | (22.396) | (11.022) | (27.264) | (1.608) | (11.000) | (14.301) | (1.227) | (102.931) |
| Costi capitalizzati netti società consolidate^(a) | 4.028 | 7.150 | 12.834 | 6.326 | 20.228 | 11.859 | 4.120 | 4.123 | 1.217 | 65.559 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | 2 | 82 | | 14 | | 657 | 2.037 | | 2.792 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 15 | | | | | 96 | | | 111 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | | 8 | | | | | 7 | | 15 |
| Immobilizzazioni in corso | | 9 | 5 | | 1.596 | | 24 | 253 | | 1.887 |
| Costi capitalizzati lordi | | 26 | 95 | | 1.610 | | 777 | 2.297 | | 4.805 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | (20) | (72) | | (482) | | (682) | (602) | | (1.858) |
| Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a) | | 6 | 23 | | 1.128 | | 95 | 1.695 | | 2.947 |

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €1.029 milioni nel 2015 e per €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €92 milioni nel 2015 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

Costi sostenuti

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|--|--------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| 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 | | | | | | | | | | |
| 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 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | 2 | 2 | | | | | | 2 |
| Costi di ricerca | 27 | 51 | 364 | 306 | 70 | | 80 | 26 | 3 | 621 |
| Costi di sviluppo ^(a) | 387 | 437 | 2.446 | 1.752 | 2.019 | 651 | 1.232 | (5) | 1 | 7.168 |
| Totale costi sostenuti società consolidate | 414 | 488 | 2.812 | 2.060 | 2.089 | 651 | 1.312 | 21 | 4 | 7.791 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | | 1 | | | | | 13 | | | 14 |
| Costi di sviluppo ^(b) | | | 1 | | 28 | | 12 | 95 | | 136 |
| Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate | | 1 | 1 | | 28 | | 25 | 95 | | 150 |

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €2.062 milioni nel 2014, decrementi per €817 milioni nel 2015 e decrementi per €665 milioni nel 2016.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €47 milioni nel 2014, costi per €54 milioni nel 2015 e decrementi per €15 milioni nel 2016.

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 2014, 2015 e 2016. 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 |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 31 dicembre 2014 | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 24.951 | 29.140 | 96.372 | 65.853 | 55.740 | 13.664 | 10.955 | 4.849 | 301.524 |
| Costi futuri di produzione | (6.374) | (6.856) | (19.906) | (18.236) | (9.878) | (4.158) | (2.680) | (1.092) | (69.180) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (4.698) | (5.292) | (9.673) | (9.139) | (4.576) | (4.600) | (1.892) | (356) | (40.226) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 13.879 | 16.992 | 66.793 | 38.478 | 41.286 | 4.906 | 6.383 | 3.401 | 192.118 |
| Imposte sul reddito future | (3.583) | (10.595) | (35.484) | (20.514) | (10.400) | (1.462) | (2.401) | (989) | (85.428) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 10.296 | 6.397 | 31.309 | 17.964 | 30.886 | 3.444 | 3.982 | 2.412 | 106.690 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (4.064) | (1.464) | (13.905) | (7.164) | (19.699) | (1.900) | (1.353) | (1.106) | (50.655) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 6.232 | 4.933 | 17.404 | 10.800 | 11.187 | 1.544 | 2.629 | 1.306 | 56.035 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | | 485 | 3.861 | | 200 | 18.871 | | 23.417 |
| Costi futuri di produzione | | | (165) | (692) | | (33) | (5.724) | | (6.614) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | | (18) | (104) | | (51) | (2.032) | | (2.205) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | | | 302 | 3.065 | | 116 | 11.115 | | 14.598 |
| Imposte sul reddito future | | | (23) | (426) | | (45) | (4.608) | | (5.102) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | | | 279 | 2.639 | | 71 | 6.507 | | 9.496 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | | (158) | (1.442) | | (11) | (4.327) | | (5.938) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | | | 121 | 1.197 | | 60 | 2.180 | | 3.558 |
| Totale | 6.232 | 4.933 | 17.525 | 11.997 | 11.187 | 1.604 | 4.809 | 1.306 | 59.593 |

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 |
|---|--------------|----------------|-----------------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 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 sul 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 sul 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 |

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale* | *Egitto (di cui) | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|------------------------|------------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 31 dicembre 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 9.627 | 12.898 | 64.371 | 33.524 | 38.271 | 26.903 | 12.263 | 5.789 | 2.815 | 172.937 |
| Costi futuri di produzione | (4.136) | (5.240) | (15.408) | (7.927) | (13.913) | (9.247) | (3.498) | (2.935) | (658) | (55.035) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (3.641) | (3.575) | (12.885) | (6.981) | (9.392) | (3.268) | (5.047) | (1.313) | (270) | (39.391) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 1.850 | 4.083 | 36.078 | 18.616 | 14.966 | 14.388 | 3.718 | 1.541 | 1.887 | 78.511 |
| Imposte sul reddito future | (237) | (1.308) | (15.194) | (5.941) | (4.525) | (2.596) | (953) | (298) | (341) | (25.452) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 1.613 | 2.775 | 20.884 | 12.675 | 10.441 | 11.792 | 2.765 | 1.243 | 1.546 | 53.059 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (241) | (365) | (12.115) | (8.055) | (4.594) | (6.536) | (1.266) | (501) | (724) | (26.342) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 1.372 | 2.410 | 8.769 | 4.620 | 5.847 | 5.256 | 1.499 | 742 | 822 | 26.717 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | | 259 | | 2.429 | | 33 | 16.430 | | 19.151 |
| Costi futuri di produzione | | | (143) | | (974) | | (20) | (4.614) | | (5.751) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | | (1) | | (64) | | | (1.186) | | (1.251) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | | | 115 | | 1.391 | | 13 | 10.630 | | 12.149 |
| Imposte sul reddito future | | | (21) | | (115) | | (4) | (3.667) | | (3.807) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | | | 94 | | 1.276 | | 9 | 6.963 | | 8.342 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | | (46) | | (734) | | | (4.441) | | (5.221) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | | | 48 | | 542 | | 9 | 2.522 | | 3.121 |
| Totale | 1.372 | 2.410 | 8.817 | 4.620 | 6.389 | 5.256 | 1.508 | 3.264 | 822 | 29.838 |

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

| (€ milioni) | Società consolidate | Società in jointventure e collegate | Totale |
|--|---------------------|-------------------------------------|-----------------|
| 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 |
| Aumenti (diminuzioni): | | | |
| - vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione | (11.222) | (347) | (11.569) |
| - variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione | (24.727) | (1.586) | (26.313) |
| - estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo | 4.563 | | 4.563 |
| - revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono | (2.357) | 650 | (1.707) |
| - costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo | 7.578 | 151 | 7.729 |
| - revisioni delle quantità stimate | 2.840 | (131) | 2.709 |
| - effetto dell'attualizzazione | 5.705 | 514 | 6.219 |
| - variazione netta delle imposte sul reddito | 9.200 | 386 | 9.586 |
| - acquisizioni di riserve | | | |
| - cessioni di riserve | | | |
| - variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni | 668 | 163 | 831 |
| Saldo aumenti (diminuzioni) | (7.752) | (200) | (7.952) |
| Valore al 31 dicembre 2016 | 26.717 | 3.121 | 29.838 |

Dati infrannuali

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

| (€ milioni) | 2015 | | | | 2016 | | | | | |
|--|---------|----------|-----------|----------|----------------|----------|-----------|----------|--------|----------------|
| | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | 21.038 | 20.279 | 15.903 | 15.066 | 72.286 | 13.344 | 13.416 | 13.195 | 15.807 | 55.762 |
| Utile (perdita) operativo | 1.770 | 1.605 | 248 | (6.699) | (3.076) | 105 | 220 | 192 | 1.640 | 2.157 |
| Utile (perdita) operativo adjusted: | 1.795 | 1.823 | 943 | 1.147 | 5.708 | 583 | 188 | 258 | 1.286 | 2.315 |
| <i>Exploration & Production</i> | 1.080 | 1.585 | 919 | 598 | 4.182 | 95 | 355 | 644 | 1.400 | 2.494 |
| <i>Gas & Power</i> | 294 | 31 | (469) | 18 | (126) | 285 | (229) | (374) | (72) | (390) |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | 121 | 105 | 335 | 134 | 695 | 177 | 156 | 175 | 75 | 583 |
| <i>Corporate e altre attività</i> | (89) | (123) | (56) | (101) | (369) | (90) | (126) | (118) | (118) | (452) |
| <i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i> | 389 | 225 | 214 | 498 | 1.326 | 116 | 32 | (69) | 1 | 80 |
| Utile (perdita) netto ^(b) | 832 | (97) | (790) | (8.723) | (8.778) | (796) | (446) | (562) | 340 | (1.464) |
| - continuing operations | 787 | 498 | (783) | (8.454) | (7.952) | (383) | (446) | (562) | 340 | (1.051) |
| - discontinued operations | 45 | (595) | (7) | (269) | (826) | (413) | | | | (413) |
| Investimenti tecnici | 2.684 | 3.150 | 2.210 | 2.697 | 10.741 | 2.455 | 2.424 | 2.051 | 2.250 | 9.180 |
| Investimenti in partecipazioni | 61 | 47 | 63 | 57 | 228 | 1.124 | 28 | 6 | 6 | 1.164 |
| Indebitamento finanziario netto a fine periodo | 15.140 | 16.477 | 18.414 | 16.871 | 16.871 | 12.222 | 13.814 | 16.008 | 14.776 | 14.776 |

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

(b) Di competenza Eni.

Dati di scenario

| | 2015 | | | | 2016 | | | | | |
|---|---------|----------|-----------|----------|--------------|----------|-----------|----------|-------|--------------|
| | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | |
| Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a) | 53,97 | 61,92 | 50,26 | 43,69 | 52,46 | 33,89 | 45,57 | 45,85 | 49,46 | 43,69 |
| Cambio medio EUR/USD ^(b) | 1,126 | 1,105 | 1,112 | 1,095 | 1,110 | 1,102 | 1,129 | 1,116 | 1,078 | 1,107 |
| Prezzo medio in euro del greggio Brent dated | 47,93 | 56,04 | 45,20 | 39,90 | 47,26 | 30,75 | 40,36 | 41,08 | 45,88 | 39,47 |
| Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c) | 7,6 | 9,1 | 10,0 | 6,6 | 8,3 | 4,2 | 4,6 | 3,3 | 4,7 | 4,2 |

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

(b) Fonte BCE.

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

Principali dati operativi

| | | 2015 | | | | 2016 | | | | | |
|---|---------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------------|
| | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | |
| Produzione di petrolio | (mgl barili/giorno) | 860 | 903 | 868 | 998 | 908 | 890 | 852 | 864 | 906 | 878 |
| Produzione di gas naturale | (mln mc/giorno) | 130 | 132 | 130 | 138 | 133 | 134 | 133 | 131 | 147 | 136 |
| Produzione di idrocarburi | (mgl boe/giorno) | 1.697 | 1.754 | 1.703 | 1.884 | 1.760 | 1.754 | 1.715 | 1.710 | 1.856 | 1.759 |
| <i>Italia</i> | | <i>165</i> | <i>173</i> | <i>168</i> | <i>169</i> | <i>169</i> | <i>154</i> | <i>96</i> | <i>125</i> | <i>159</i> | <i>133</i> |
| <i>Resto d'Europa</i> | | <i>186</i> | <i>181</i> | <i>182</i> | <i>192</i> | <i>185</i> | <i>190</i> | <i>188</i> | <i>187</i> | <i>240</i> | <i>201</i> |
| <i>Africa Settentrionale</i> | | <i>638</i> | <i>681</i> | <i>647</i> | <i>684</i> | <i>662</i> | <i>616</i> | <i>651</i> | <i>638</i> | <i>680</i> | <i>647</i> |
| <i>Africa Sub-Sahariana</i> | | <i>342</i> | <i>343</i> | <i>336</i> | <i>343</i> | <i>341</i> | <i>343</i> | <i>350</i> | <i>330</i> | <i>334</i> | <i>339</i> |
| <i>Kazakhstan</i> | | <i>100</i> | <i>98</i> | <i>82</i> | <i>100</i> | <i>95</i> | <i>118</i> | <i>90</i> | <i>103</i> | <i>133</i> | <i>111</i> |
| <i>Resto dell'Asia</i> | | <i>109</i> | <i>113</i> | <i>117</i> | <i>201</i> | <i>135</i> | <i>132</i> | <i>141</i> | <i>133</i> | <i>103</i> | <i>127</i> |
| <i>America</i> | | <i>128</i> | <i>140</i> | <i>148</i> | <i>170</i> | <i>147</i> | <i>178</i> | <i>174</i> | <i>171</i> | <i>184</i> | <i>177</i> |
| <i>Australia e Oceania</i> | | <i>29</i> | <i>25</i> | <i>23</i> | <i>25</i> | <i>26</i> | <i>23</i> | <i>25</i> | <i>23</i> | <i>23</i> | <i>24</i> |
| Produzione venduta | (mln boe) | 144,5 | 153,6 | 149,8 | 166,2 | 614,1 | 151,5 | 147,5 | 148,5 | 161,1 | 608,6 |
| Vendite di gas naturale a terzi | (mld mc) | 23,47 | 20,38 | 18,30 | 20,07 | 82,22 | 21,82 | 19,18 | 17,76 | 21,10 | 79,86 |
| Autoconsumo di gas naturale | | 1,54 | 1,28 | 1,51 | 1,55 | 5,88 | 1,53 | 1,31 | 1,60 | 1,66 | 6,10 |
| Vendite a terzi e autoconsumo | | 25,01 | 21,66 | 19,81 | 21,62 | 88,10 | 23,35 | 20,49 | 19,36 | 22,76 | 85,96 |
| Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni) | | 0,61 | 0,73 | 0,68 | 0,76 | 2,78 | 0,75 | 0,66 | 0,65 | 0,91 | 2,97 |
| Totale vendite e autoconsumi di gas naturale | | 25,62 | 22,39 | 20,49 | 22,38 | 90,88 | 24,10 | 21,15 | 20,01 | 23,67 | 88,93 |
| Vendite di energia elettrica | (TWh) | 8,47 | 8,35 | 9,00 | 9,06 | 34,88 | 9,45 | 8,64 | 9,17 | 9,79 | 37,05 |
| Vendite di prodotti petroliferi | (mln ton) | 8,36 | 9,43 | 8,85 | 8,60 | 35,24 | 7,69 | 8,70 | 8,65 | 8,37 | 33,41 |
| <i>Rete Italia</i> | | <i>1,36</i> | <i>1,51</i> | <i>1,58</i> | <i>1,51</i> | <i>5,96</i> | <i>1,37</i> | <i>1,50</i> | <i>1,59</i> | <i>1,48</i> | <i>5,93</i> |
| <i>Extrarete Italia</i> | | <i>1,69</i> | <i>1,99</i> | <i>2,17</i> | <i>1,99</i> | <i>7,84</i> | <i>1,84</i> | <i>2,01</i> | <i>2,23</i> | <i>2,08</i> | <i>8,16</i> |
| <i>Rete resto d'Europa</i> | | <i>0,69</i> | <i>0,79</i> | <i>0,77</i> | <i>0,68</i> | <i>2,93</i> | <i>0,63</i> | <i>0,71</i> | <i>0,72</i> | <i>0,61</i> | <i>2,66</i> |
| <i>Extrarete resto d'Europa</i> | | <i>1,08</i> | <i>0,98</i> | <i>0,90</i> | <i>0,87</i> | <i>3,83</i> | <i>0,70</i> | <i>0,81</i> | <i>0,83</i> | <i>0,84</i> | <i>3,18</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>0,43</i> |
| <i>Altre vendite</i> | | <i>3,44</i> | <i>4,05</i> | <i>3,33</i> | <i>3,43</i> | <i>14,25</i> | <i>3,05</i> | <i>3,57</i> | <i>3,17</i> | <i>3,26</i> | <i>13,05</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 m ³ petrolio | 162,602 | m ³ gas | | 5,458 | ft ³ gas |
| | | | | | 5.800.000 | btu | | | |
| 1 barile/g | (bbl/g) | ~50 | t/anno | | | | | | |
| 1 metro cubo | (m ³) | 1.000 | l petrolio | 6,47 bbl | 1.033 | m ³ gas | | 36.481 | ft ³ gas |
| 1 tonnellata equivalente di petrolio | (tep) | 1.160,49 | l petrolio | 7,299 bbl | 1,161 | m ³ petrolio | 1,187 | m ³ gas | 41.911 |

| Gas | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------------------|--------|------------|-------------|------------|-------------------------|--------|--------------------|---------------------|
| 1 metro cubo | (m ³) | 0,976 | l petrolio | 0,00647 bbl | 35,314,67 | btu | | 35,315 | ft ³ gas |
| 1.000 piedi cubi | (ft ³) | 27,637 | l petrolio | 0,1742 bbl | 1.000.000 | btu | 27,317 | m ³ gas | 0,02386 |
| 1.000.000 british thermal unit | (btu) | 27,4 | l petrolio | 0,17 bbl | 0,027 | m ³ petrolio | 28,3 | m ³ gas | 1,000 |
| 1 tonnellata di GNL | (tGNL) | 1,2 | tep | 8,9 bbl | 52.000.000 | btu | | 52,000 | ft ³ gas |

| Energia elettrica | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------|-----------|------------|------------|---------|-------------------------|-----------|--------------------|-----------|
| 1 megawattora=1.000 kWh | (MWh) | 93,532 | l petrolio | 0,5883 bbl | 0,0955 | m ³ petrolio | 94,488 | m ³ gas | 3,412,14 |
| 1 terajoule | (Tj) | 25.981,45 | l petrolio | 163,42 bbl | 25,9814 | m ³ petrolio | 26,939,46 | m ³ gas | 947,826,7 |
| 1.000.000 kilocalorie | (kcal) | 108,8 | l petrolio | 0,68 bbl | 0,109 | m ³ petrolio | 112,4 | m ³ gas | 3,968,3 |

(a) l petrolio: litri di petrolio.

Fattori di conversione delle masse

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

Fattori di conversione delle lunghezze

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

Fattori di conversione dei volumi

| | piede cubo (ft ³) | barile (bbl) | litro (l) | metro cubo (m ³) |
|-----------------|-------------------------------|--------------|-----------------|------------------------------|
| ft ³ | 1 | 0 | 28,32 | 0,02832 |
| bbl | 5,492 | 1 | 159 | 0,158984 |
| l | 0,035315 | 0,0063 | 1 | 0,001 |
| m ³ | 35,31485 | 6,2898 | 10 ³ | 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 2016:
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 2016 (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@bnymellon.com

Copertina: Korus - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

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

