

Eni
Fact Book
2018



Mission

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.

Eni Fact Book 2018

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.

Indice

| | |
|--------------------------------|----|
| Eni in sintesi | 4 |
| Principali dati | 6 |
| Exploration & Production | 11 |
| Gas & Power | 63 |
| Refining & Marketing e Chimica | 72 |

87 | TABELLE

| | |
|---------------------------|-----|
| Dati economico-finanziari | 87 |
| Personale | 101 |
| Dati infrannuali | 102 |

| EUROPA | E&P | G&P | R&MeC |
|---------------------|-----|-----|-------|
| Austria | | • | • |
| Belgio | | • | • |
| Cipro | • | | |
| Danimarca | | | • |
| Francia | | • | • |
| Germania | | • | • |
| Grecia | | • | • |
| Groenlandia | • | | |
| Irlanda | • | | |
| Italia | • | • | • |
| Lussemburgo | | • | |
| Montenegro | • | | |
| Norvegia | • | | |
| Paesi Bassi | | • | • |
| Polonia | | | • |
| Regno Unito | • | • | • |
| Repubblica Ceca | | | • |
| Repubblica Slovacca | | | • |
| Romania | | | • |
| Slovenia | | • | |
| Spagna | | • | • |
| Svezia | | | • |
| Svizzera | | • | • |
| Turchia | | • | • |
| Ungheria | | | • |

| ASIA E OCEANIA | E&P | G&P | R&MeC |
|---------------------|-----|-----|-------|
| Arabia Saudita | | | • |
| Australia | • | | |
| Bahrain | • | | |
| Cina | • | • | • |
| Corea del Sud | | • | • |
| Emirati Arabi Uniti | • | | • |
| Giappone | | • | |
| India | • | • | • |
| Indonesia | • | • | |
| Iraq | • | | |
| Kazakhstan | • | | |
| Kuwait | | • | |
| Libano | • | | |
| Myanmar | • | | |
| Oman | • | • | |
| Pakistan | • | • | |
| Russia | • | • | • |
| Singapore | | • | • |
| Taiwan | | • | |
| Timor Leste | • | | |
| Turkmenistan | • | | |
| Vietnam | • | | |

| AFRICA | E&P | G&P | R&MeC |
|----------------|-----|-----|-------|
| Algeria | • | | |
| Angola | • | | |
| Congo | • | | • |
| Costa d'Avorio | • | | |
| Egitto | • | • | • |
| Gabon | • | | • |
| Ghana | • | | • |
| Kenya | • | | |
| Libia | • | • | |
| Marocco | • | | |
| Mozambico | • | | |
| Nigeria | • | | |
| Sudafrica | • | | |
| Tunisia | • | • | • |

| AMERICA | E&P | G&P | R&MeC |
|-------------|-----|-----|-------|
| Argentina | • | | |
| Canada | • | | |
| Ecuador | • | | • |
| Messico | • | | |
| Stati Uniti | • | • | • |
| Venezuela | • | | • |

SIAMO PRESENTI IN **67** PAESI

ENI IN SINTESI

2018: anno di straordinari risultati finanziari e industriali raggiunti grazie all'attuazione della nostra strategia.

A questi risultati hanno contribuito l'esplorazione di successo che con la strategia di "dual exploration" ha consentito la monetizzazione anticipata delle scoperte, l'efficienza operativa con l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve d'idrocarburi, la riduzione del breakeven nei business downstream e la disciplina finanziaria nello spending. L'ottimizzazione del portafoglio esistente, la strategia di diversificazione geografica e il migliore bilanciamento del portafoglio lungo la catena del valore attraverso una forte espansione in Medio Oriente unitamente al nostro impegno nella promozione dello sviluppo locale, nella tutela dell'ambiente e nella valorizzazione delle competenze e delle tecnologie Eni hanno consentito di cogliere sinergie e opportunità di crescita.

€11,24 MLD

+94% vs. 2017

UTILE OPERATIVO ADJ DI GRUPPO

€13,45 MLD

+35% vs. 2017

FLUSSO DI CASSA NETTO
DA ATTIVITÀ OPERATIVA ADJ

€8,29 MLD

-24% vs. 2017

INDEBITAMENTO
FINANZIARIO NETTO

Gli eccellenti risultati finanziari dell'anno sono stati conseguiti in un contesto di forte volatilità delle quotazioni del Brent, a causa dei segnali di rallentamento della crescita globale, del ritorno dell'oversupply, delle incertezze sull'evoluzione della disputa commerciale tra USA e Cina, della Brexit e dei fattori geopolitici.

GRUPPO ENI

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|--------|--------|-------|---------|--------|
| Utile (perdita) operativo | (€ milioni) | 9.983 | 8.012 | 2.157 | [3.076] | 8.965 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 11.240 | 5.803 | 2.315 | 5.708 | 12.337 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 13.647 | 10.117 | 7.673 | 12.875 | 14.469 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,35 | 0,33 | 0,35 | 0,45 | 0,71 |
| Leverage | | 0,16 | 0,23 | 0,28 | 0,29 | 0,21 |

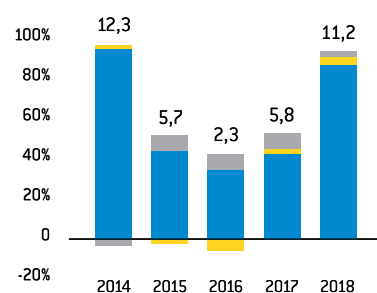
-6% vs. 2017

INTENSITÀ EMISSIVA
GHG UPSTREAM

0,35 TRIR

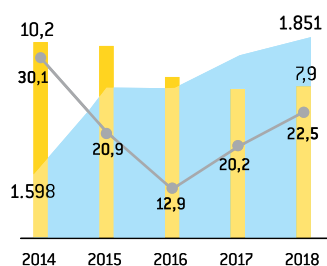
TRA I LIVELLI PIÙ BASSI RISPETTO
ALLA MEDIA DELL'INDUSTRIA

UTILE OPERATIVO ADJUSTED (€ mld)



Exploration & Production
Gas & Power
Refining & Marketing e Chimica

CRESCITA PROFITTEVOLE E DISCIPLINATA



Produzioni di idrocarburi (mgl di boe/g)
Investimenti E&P (€ mld)
Cash flow per boe (\$/boe)

52\$/barile

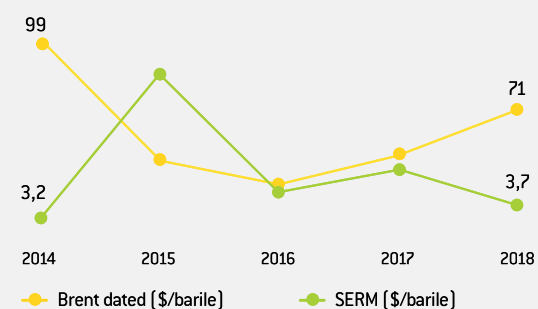
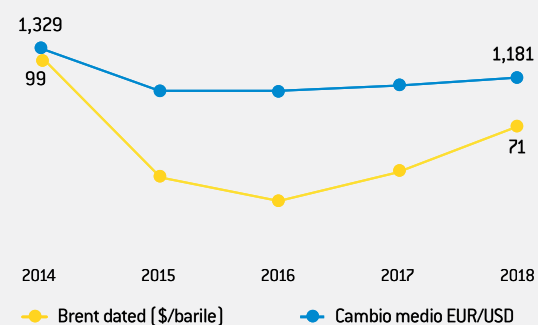
CASH NEUTRALITY 2018

0,16 leverage

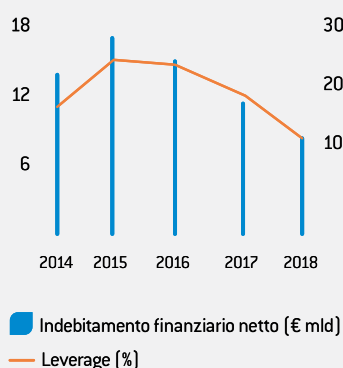
LIVELLO PIÙ BASSO
DEGLI ULTIMI 12 ANNI

Grazie al processo di profonda trasformazione del Gruppo avviato nel 2014, oggi Eni, dopo gli anni del downturn petrolifero, è sostenibile finanziariamente e resiliente alla volatilità dello scenario come mai nel passato. Attraverso la rigorosa implementazione delle nostre linee guida strategiche siamo stati in grado di coniugare crescita, ritorni e solidità patrimoniale, raggiungendo il livello produttivo record di 1,85 milioni di boe/giorno nel 2018, riducendo l'indebitamento finanziario netto a €8,3 miliardi, con un leverage di 0,16 al minimo degli ultimi dodici anni e uno dei migliori dell'industria, dopo aver distribuito nel quinquennio dividendi per cassa pari a €16,2 miliardi nel contesto di uno scenario petrolifero sfidante.

VOLATILITÀ DELLO SCENARIO



SOLIDITÀ FINANZIARIA



DIVIDENDI PAGATI



+110%
vs. 2017

REDDITIVITÀ
UPSTREAM

1,85
milioni di boe/g

NUOVO RECORD
DELLA PRODUZIONE
DI IDROCARBURI

+154%
vs. 2017

REDDITIVITÀ
G&P

LA NOSTRA TRASFORMAZIONE E I NOSTRI OBIETTIVI

La **crescita efficiente e resiliente** sarà supportata da una strategia orientata alla sempre maggiore integrazione dei business, alla diversificazione geografica delle attività e al ribilanciamento upstream vs. mid-downstream attraverso azioni già avviate o ad un livello di maturità e solidità avanzato. Eni inoltre persegue una strategia che punta nel lungo termine alla **carbon neutrality** attraverso un percorso definito, inoltre Eni, nel solco della propria tradizione, continuerà anche a **promuovere lo sviluppo locale**.

| Risultati 2018 | Obiettivo | Actual 2018 - Nuovo Piano 2019-2021 | Piano 2018-2021 |
|---|---|---|-----------------|
| 620 mln di boe | Scoperte esplorative | 2,5 mld di boe | 2 mld di boe |
| 2,5% vs. 2017 a prezzi costanti | Produzione idrocarburi CAGR | ~3,5% | 3,5% |
| 25 \$/barile | Breakeven dei nuovi progetti upstream | 25 \$/barile | 30 \$/barile |
| 8,8 MTPA | Volumi di GNL contrattualizzati @ 2025 | 16 MTPA | 14 MTPA |
| 3 \$/barile | Margine di raffinazione di breakeven di lungo termine | 1,5 \$/barile | \$ 3/barile |
| Indice di intensità emissiva GHG upstream -6% | Strategia di decarbonizzazione | Zero upstream carbon footprint dal 2030 | |

PRINCIPALI DATI

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI(*)

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|---------------|---------------|----------------|----------------|---------------|
| Ricavi della gestione caratteristica | | 75.822 | 66.919 | 55.762 | 72.286 | 98.218 |
| di cui: Exploration & Production | | 25.744 | 19.525 | 16.089 | 21.436 | 28.488 |
| Gas & Power | | 55.690 | 50.623 | 40.961 | 52.096 | 73.434 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 25.216 | 22.107 | 18.733 | 22.639 | 28.994 |
| Corporate e altre attività | | 1.589 | 1.462 | 1.343 | 1.468 | 1.429 |
| Eliminazione utili interni e altre elisioni | | (32.417) | (26.798) | (21.364) | (25.353) | (34.127) |
| Utile (perdita) operativo | | 9.983 | 8.012 | 2.157 | (3.076) | 8.965 |
| di cui: Exploration & Production | | 10.214 | 7.651 | 2.567 | (959) | 10.727 |
| Gas & Power | | 629 | 75 | (391) | (1.258) | 64 |
| Refining & Marketing e Chimica | | (380) | 981 | 723 | (1.567) | (2.811) |
| Corporate e altre attività | | (691) | (668) | (681) | (497) | (518) |
| Effetto eliminazione utili interni | | 211 | (27) | (61) | 1.205 | 1.503 |
| Utile (perdita) operativo | | 9.983 | 8.012 | 2.157 | (3.076) | 8.965 |
| Esclusione special item | | 1.161 | (1.990) | 333 | 7.648 | 1.912 |
| Eliminazione (utile) perdita di magazzino | | 96 | (219) | (175) | 1.136 | 1.460 |
| Utile (perdita) operativo adjusted^(a) | | 11.240 | 5.803 | 2.315 | 5.708 | 12.337 |
| di cui: Exploration & Production | | 10.850 | 5.173 | 2.494 | 4.182 | 11.679 |
| Gas & Power | | 543 | 214 | (390) | (126) | 168 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 380 | 991 | 583 | 695 | (412) |
| Corporate e altre attività | | (606) | (542) | (452) | (369) | (443) |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato | | 73 | (33) | 80 | 1.326 | 1.345 |
| Utile (perdita) netto di Gruppo^(b) | | 4.126 | 3.374 | (1.464) | (8.778) | 1.303 |
| di cui: continuing operations | | 4.126 | 3.374 | (1.051) | (7.952) | 1.720 |
| discontinuing operations | | | | (413) | (826) | (417) |
| Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)} | | 4.583 | 2.379 | (340) | 803 | 3.723 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 13.647 | 10.117 | 7.673 | 12.875 | 14.469 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - standalone^(a) | | 13.647 | 10.117 | 7.673 | 12.155 | 13.544 |
| Investimenti tecnici | | 9.119 | 8.681 | 9.180 | 10.741 | 11.178 |
| Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi | | 51.073 | 48.079 | 53.086 | 57.409 | 65.641 |
| Indebitamento finanziario netto | | 8.289 | 10.916 | 14.776 | 16.871 | 13.685 |
| Leverage | | 0,16 | 0,23 | 0,28 | 0,29 | 0,21 |
| Capitale investito netto | | 59.362 | 58.995 | 67.862 | 74.280 | 79.326 |
| di cui: Exploration & Production | | 50.358 | 49.801 | 57.910 | 53.968 | 51.061 |
| Gas & Power | | 3.143 | 3.394 | 4.100 | 5.803 | 9.031 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 7.371 | 7.440 | 6.981 | 6.986 | 9.711 |

(*) Da continuing operations.

(a) Misure di risultato non-GAAP. I dati 2014-2015 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.

(b) Di competenza Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Prezzo medio greggio Brent dated ^(a) | (\$/barile) | 71,04 | 54,27 | 43,69 | 52,46 | 98,99 |
| Cambio medio EUR/USD ^(b) | | 1,181 | 1,130 | 1,107 | 1,110 | 1,329 |
| Prezzo medio del greggio Brent dated | (€) | 60,15 | 48,03 | 39,47 | 47,26 | 74,48 |
| Standard Eni Refining Margin [SERM] ^(c) | (\$) | 3,7 | 5,0 | 4,2 | 8,3 | 3,2 |
| TTF | (€/mgl di metri cubi) | 243 | 183 | 148 | 210 | 221 |
| PSV | (€/mgl di metri cubi) | 260 | 211 | 168 | 234 | 246 |

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(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^(*)

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 31.701 | 32.934 | 33.536 | 34.196 | 34.846 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,35 | 0,33 | 0,35 | 0,45 | 0,71 |
| <i>di cui: dipendenti</i> | | 0,37 | 0,30 | 0,36 | 0,41 | 0,56 |
| <i>contrattisti</i> | | 0,34 | 0,34 | 0,35 | 0,47 | 0,79 |
| Volumi totali oil spill (>1 barile) | (barili) | 6.362 | 6.559 | 5.913 | 16.481 | 15.562 |
| <i>di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo</i> | | 3.697 | 3.236 | 4.682 | 14.847 | 14.401 |
| <i>operativi</i> | | 2.665 | 3.323 | 1.231 | 1.634 | 1.161 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 43,35 | 43,15 | 42,15 | 43,28 | 42,88 |
| <i>di cui: CO₂ equivalente da combustione e da processo</i> | | 33,89 | 33,03 | 32,39 | 32,48 | 31,34 |
| <i>CO₂ equivalente da flaring</i> | | 6,26 | 6,83 | 5,40 | 5,51 | 5,73 |
| <i>CO₂ equivalente da venting</i> | | 2,12 | 2,15 | 2,35 | 2,75 | 2,64 |
| <i>CO₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano</i> | | 1,08 | 1,14 | 2,01 | 2,54 | 3,18 |
| Spesa in R&S | (€ milioni) | 197 | 185 | 161 | 176 | 174 |
| Domande di primo deposito brevettuale | (numero) | 43 | 27 | 40 | 33 | 64 |

| Exploration & Production | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 11.645 | 11.970 | 12.494 | 12.821 | 12.777 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,30 | 0,28 | 0,34 | 0,34 | 0,56 |
| Riserve certe di idrocarburi | (milioni di boe) | 7.153 | 6.990 | 7.490 | 6.890 | 6.602 |
| Vita utile residua delle riserve certe | (anni) | 10,6 | 10,5 | 11,6 | 10,7 | 11,3 |
| Produzione di idrocarburi ^(a) | (migliaia di boe/giorno) | 1.851 | 1.816 | 1.759 | 1.760 | 1.598 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 100 | 103 | 193 | 148 | 112 |
| Profit per boe ^(b) | (\$/boe) | 9,3 | 8,7 | 2,0 | (3,8) | 9,9 |
| Opex per boe ^(a) | | 6,8 | 6,6 | 6,2 | 7,2 | 8,4 |
| Cash flow per boe ^(a) | | 22,5 | 20,2 | 12,9 | 20,9 | 30,1 |
| Finding & Development cost per boe ^{(a)(c)} | | 10,40 | 10,4 | 13,2 | 19,3 | 21,5 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 24,06 | 24,02 | 22,46 | 24,50 | 24,30 |
| Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(d) | (tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe) | 21,44 | 22,75 | 23,56 | 25,32 | 26,83 |
| % di acqua di formazione reiniettata | (%) | 60 | 59 | 58 | 56 | 56 |
| Volume di idrocarburi inviati a flaring | (miliardi di metri cubi) | 1,9 | 2,3 | 1,9 | 2,0 | 1,8 |
| <i>di cui: di processo</i> | | 1,4 | 1,6 | 1,5 | 1,6 | 1,7 |
| Volumi totali oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 2.665 | 3.323 | 1.231 | 1.177 | 936 |

(*) Relativi alle continuing operations. I dati del triennio 2014-2016 escludono il contributo Saipem, il cui controllo è stato ceduto nel 2016.

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

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

(d) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.067 mln di boe, 998 mln di boe, 894 mln di boe, 913 mln di boe e 853 mln di boe rispettivamente nel 2018, 2017, 2016, 2015 e 2014.

| Gas & Power | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 3.040 | 4.313 | 4.261 | 4.484 | 4.561 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,56 | 0,37 | 0,29 | 0,89 | 0,82 |
| Vendite gas mondo | (miliardi di metri cubi) | 76,71 | 80,83 | 86,31 | 87,72 | 86,11 |
| <i>di cui: in Italia</i> | | 39,03 | 37,43 | 38,43 | 38,44 | 34,04 |
| <i>internazionali</i> | | 37,68 | 43,40 | 47,88 | 52,44 | 52,27 |
| Vendite GNL | | 10,3 | 8,3 | 8,1 | 9,0 | 8,9 |
| Clienti retail in Italia | (milioni) | 7,7 | 7,7 | 7,7 | 7,8 | 7,9 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 11,08 | 11,30 | 11,17 | 10,57 | 10,12 |
| Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) | (gCO ₂ eq/kWheq) | 402 | 395 | 398 | 409 | 409 |
| Capacità installata centrali elettriche | (GW) | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,9 | 4,9 |
| Energia elettrica prodotta | (terawattora) | 21,62 | 22,42 | 21,78 | 20,69 | 19,55 |
| Vendite di energia elettrica | | 37,07 | 35,33 | 37,05 | 34,88 | 33,58 |

| Refining & Marketing e Chimica | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 11.136 | 10.916 | 10.858 | 10.995 | 11.884 |
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,56 | 0,62 | 0,38 | 1,07 | 1,51 |
| Volumi totali oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 1.069 | 289 | 134 | 427 | 225 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 8,19 | 7,82 | 8,50 | 8,19 | 8,45 |
| Emissioni SO _x (ossidi di zolfo) | (migliaia di tonnellate di SO ₂ eq) | 4,80 | 5,18 | 4,35 | 6,17 | 6,84 |
| Lavorazioni in conto proprio | (milioni di tonnellate) | 23,23 | 24,02 | 24,52 | 26,41 | 25,03 |
| Quota di mercato rete in Italia | (%) | 24,0 | 24,3 | 24,3 | 24,5 | 25,5 |
| Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa | (milioni di tonnellate) | 8,39 | 8,54 | 8,59 | 8,89 | 9,21 |
| Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo | (numero) | 5.448 | 5.544 | 5.622 | 5.846 | 6.220 |
| Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa | (migliaia di litri) | 1.776 | 1.783 | 1.742 | 1.754 | 1.725 |
| Capacità bilanciata delle raffinerie | (migliaia barili/g) | 548 | 548 | 548 | 548 | 617 |
| Capacità delle bioraffinerie | (migliaia di tonnellate/anno) | 360 | 360 | 360 | 360 | 360 |
| Produzione di biocarburanti | (migliaia di tonnellate) | 219 | 206 | 191 | 179 | 105 |
| Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati | (tonnellate CO ₂ eq/kt) | 253 | 258 | 278 | 253 | 301 |
| Produzioni di prodotti petrolchimici | (migliaia di tonnellate) | 9.483 | 8.955 | 8.809 | 8.670 | 7.926 |
| Vendite di prodotti petrolchimici | | 4.938 | 4.646 | 4.745 | 4.813 | 4.681 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici | (%) | 76 | 73 | 72 | 73 | 71 |

ENI IN BORSA

Dati per azione

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|-------------|----------------|---------|---------|---------|---------|
| Utile (perdita) netto ^{(a)(b)} | (€) | 1,15 | 0,94 | (0,29) | (2,21) | 0,48 |
| Dividendo | | 0,83 | 0,80 | 0,80 | 0,80 | 1,12 |
| Dividendi per esercizio di competenza ^(c) | (€ milioni) | 2.989 | 2.881 | 2.881 | 2.880 | 4.037 |
| Dividendi pagati nell'esercizio | | 2.954 | 2.880 | 2.881 | 3.457 | 4.006 |
| Cash flow | (€) | 3,79 | 2,81 | 2,13 | 3,58 | 4,01 |
| Dividend yield ^(d) | (%) | 5,9 | 5,7 | 5,4 | 5,7 | 7,6 |
| Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)} | (\$) | 2,72 | 2,12 | (0,65) | (4,90) | 1,27 |
| Dividendo per ADR ^(e) | | 1,96 | 1,81 | 1,77 | 1,77 | 2,65 |
| Cash flow per ADR ^(e) | | 8,95 | 6,35 | 4,72 | 7,95 | 10,66 |
| Dividend yield per ADR ^{(d)(e)} | (%) | 5,9 | 5,7 | 5,4 | 5,7 | 7,6 |
| Pay-out | | 72 | 85 | (197) | (33) | 310 |
| Numero di azioni a fine periodo | (milioni) | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.634,2 | 3.634,2 | 3.634,2 |
| Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito) | | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.610,4 |
| Total Shareholder Return (TSR) | (%) | 4,8 | (5,6) | 19,2 | 1,1 | (11,9) |

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2018 è stimato.

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

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

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

Informazioni riguardanti le azioni

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-----------------|----------------|---------|---------|---------|---------|
| Prezzo per azione - Borsa di Milano | | | | | | |
| Massimo | (€) | 16,76 | 15,72 | 15,47 | 17,43 | 20,41 |
| Minimo | | 13,33 | 12,96 | 10,93 | 13,14 | 13,29 |
| Medio | | 15,25 | 14,16 | 13,42 | 15,47 | 17,83 |
| Fine periodo | | 13,75 | 13,80 | 15,47 | 13,80 | 14,51 |
| Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange | | | | | | |
| Massimo | (\$) | 40,09 | 34,09 | 33,33 | 39,29 | 55,30 |
| Minimo | | 30,00 | 29,54 | 25,00 | 29,28 | 32,81 |
| Medio | | 35,98 | 31,98 | 29,74 | 34,31 | 47,37 |
| Fine periodo | | 31,50 | 33,19 | 32,24 | 29,80 | 34,91 |
| Media giornaliera degli scambi | (mln di azioni) | 12,99 | 13,89 | 18,41 | 20,30 | 17,21 |
| Controvalore | (€ milioni) | 197 | 197 | 246 | 312 | 304 |
| Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b) | (mln di azioni) | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.601,1 | 3.610,4 |
| Capitalizzazioni di borsa^(c) | | | | | | |
| EUR | (mln) | 50,0 | 50,2 | 56,2 | 50,2 | 52,4 |
| USD | | 57,3 | 60,2 | 59,3 | 55,7 | 63,6 |

(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.

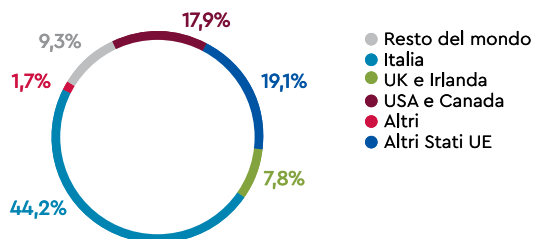
(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni

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

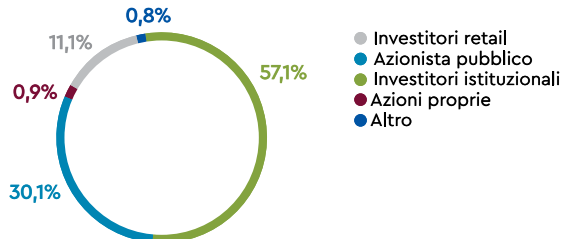
(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2018.

RIPARTIZIONE AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA(*)



(*) All'11 gennaio 2019.

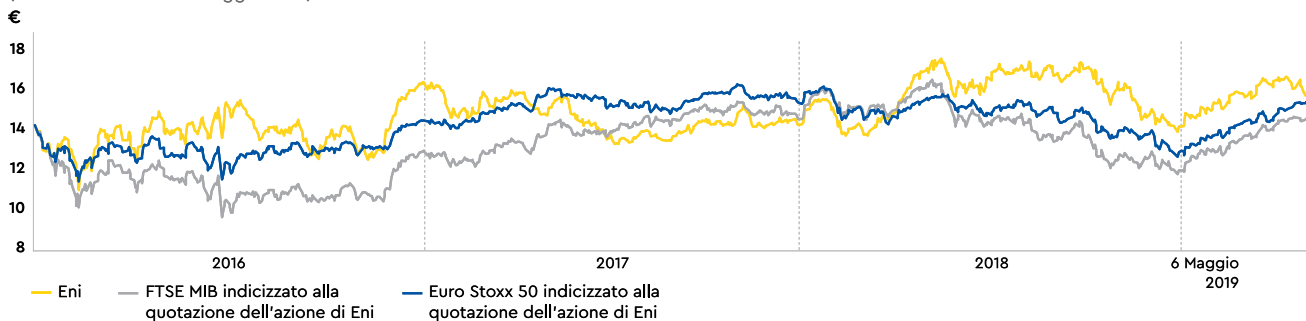
COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO(*)



(*) All'11 gennaio 2019.

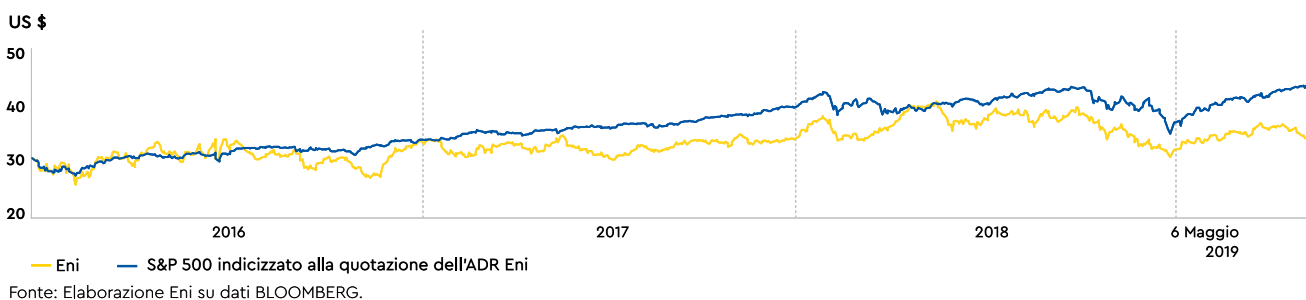
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO

(31 Dicembre 2015 - 6 Maggio 2019)

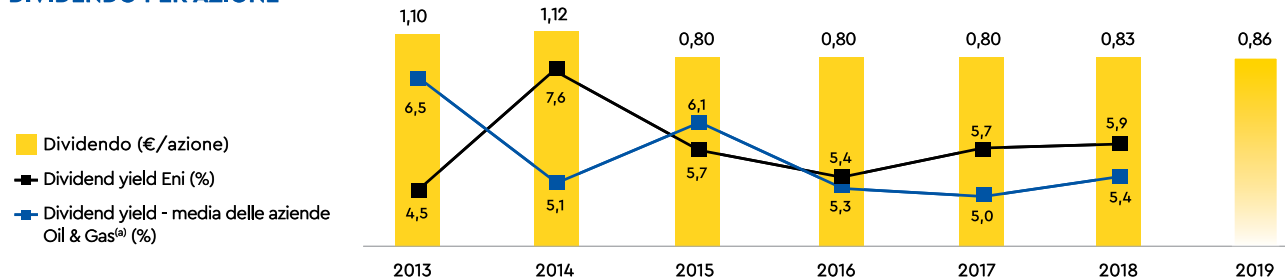


ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR SULLA BORSA DI NEW YORK

(31 Dicembre 2015 - 6 Maggio 2019)



DIVIDENDO PER AZIONE



(a) Riferito a: BP, Chevron, Repsol, ExxonMobil, Royal Dutch Shell e Total.



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,30 | 0,28 | 0,34 | 0,34 | 0,56 |
| di cui: dipendenti | | 0,29 | 0,23 | 0,34 | 0,22 | 0,20 |
| contrattisti | | 0,30 | 0,30 | 0,34 | 0,39 | 0,68 |
| Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (€ milioni) | 25.744 | 19.525 | 16.089 | 21.436 | 28.488 |
| Utile (perdita) operativo | | 10.214 | 7.651 | 2.567 | (959) | 10.727 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 10.850 | 5.173 | 2.494 | 4.182 | 11.679 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 4.955 | 2.724 | 508 | 991 | 4.569 |
| Investimenti tecnici | | 7.901 | 7.739 | 8.254 | 9.980 | 10.156 |
| Profit per boe ^(b) | (\$/boe) | 9,3 | 8,7 | 2,0 | (3,8) | 9,9 |
| Opex per boe ^(c) | | 6,8 | 6,6 | 6,2 | 7,2 | 8,4 |
| Cash Flow per boe ^(c) | | 22,5 | 20,2 | 12,9 | 20,9 | 30,1 |
| Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)} | | 10,4 | 10,4 | 13,2 | 19,3 | 21,5 |
| Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi | | 47,48 | 35,06 | 29,14 | 36,47 | 65,49 |
| Produzione di idrocarburi ^(c) | (migliaia di boe/giorno) | 1.851 | 1.816 | 1.759 | 1.760 | 1.598 |
| Riserve certe di idrocarburi | (milioni di boe) | 7.153 | 6.990 | 7.490 | 6.890 | 6.602 |
| Vita utile residua delle riserve certe | (anni) | 10,6 | 10,5 | 11,6 | 10,7 | 11,3 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 100 | 103 | 193 | 148 | 112 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 11.645 | 11.970 | 12.494 | 12.821 | 12.777 |
| Volumi totali oil spill operativi (>1 barile) | (barili) | 1.595 | 3.022 | 1.097 | 1.177 | 936 |
| % di acqua di formazione reiniettata | (%) | 60 | 59 | 58 | 56 | 56 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 24,06 | 24,02 | 22,46 | 24,50 | 24,30 |
| Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(e) | (tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe) | 21,44 | 22,75 | 23,56 | 25,32 | 26,83 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

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

(d) Media triennale.

(e) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.067 mln di boe, 998 mln di boe, 894 mln di boe, 913 mln di boe e 853 mln di boe rispettivamente nel 2018, 2017, 2016, 2015 e 2014.

PERFORMANCE DELL'ANNO

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) si attesta allo 0,30, confermandosi ad un livello più basso rispetto alla media del settore. Si conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 46% rispetto al 2014.
- Emissioni da flaring in riduzione dell'8% rispetto al 2017 per effetto del raggiungimento della configurazione di zero flaring nel campo di Burun in Turkmenistan e della riduzione del flaring di emergenza. Tale performance è in linea con il nostro obiettivo di zero routine flaring al 2025. Nel 2018 Eni ha investito €39 milioni in progetti di flaring down, in particolare in Nigeria e Libia.
- L'indice di intensità GHG upstream è migliorato del 6% rispetto al 2017 e del 20% rispetto al livello 2014 grazie, in particolare, alla riduzione delle emissioni da flaring, al contributo dei campi a gas di Zohr in Egitto e di Jangkrik in Indonesia, oltre all'incremento produttivo di Goliat in Norvegia, asset a minore intensità emissiva rispetto alla media upstream. Questi trend sono in linea con l'obiettivo di riduzione del 43% nel 2025 vs. 2014.
- Volumi di acqua reiniettata al 60% grazie al proseguimento delle iniziative in diversi siti produttivi, in particolare in Egitto ed Ecuador.
- Nel 2018 il settore E&P ha più che raddoppiato l'utile operativo adjusted rispetto al 2017, raggiungendo il livello più elevato degli ultimi quattro anni. Tale trend riflette più che proporzionalmente il rafforzamento dello scenario Brent dei primi dieci mesi (+31% la quotazione media annua del Brent in dollari) e la crescita produttiva, sostenuta dal maggiore contributo di barili a più elevato profitto unitario.
- Produzione di idrocarburi record pari a 1,851 milioni di boe/giorno (+2,5% rispetto al 2017 a prezzi costanti). Il contributo da avvii/ramp-up nell'anno è stato di oltre 300 mila boe/giorno.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2018 ammontano a 7,15 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 71,4 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 124%; tasso di rimpiazzo organico del 100% (105% a prezzi costanti). Media triennale del tasso di rimpiazzo organico pari al 131%. La vita utile residua delle riserve è di 10,6 anni (10,5 anni nel 2017).

GESTIONE DEL PORTAFOGLIO

- Firmati accordi di importanza strategica con Emirati Arabi Uniti, Oman e Bahrain. In particolare gli accordi raggiunti negli Emirati Arabi Uniti e in Oman includono l'esplorazione, lo sviluppo e la produzione di campi a olio e gas, offshore e onshore. L'intesa raggiunta col Bahrain creerà ulteriori opportunità esplorative offshore. Innovazione tecnologica, competenza scientifica, velocità di start-up e collaborazione con i Paesi ospitanti, hanno consentito ad Eni di consolidare la propria presenza in un'area fondamentale per lo sviluppo dell'industria energetica:
 - acquisiti i due Concession Agreement della durata di 40 anni per l'ingresso con una quota del 5% nel giacimento in produzione a olio di Lower Zakum e con una quota del 10% nei giacimenti in produzione a olio, condensati e gas di Umm Shaif e Nasr, nell'offshore di Abu Dhabi;
 - assegnata una quota del 25% nella concessione offshore denominata Ghasha in Abu Dhabi, che comprende i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra. Lo start-up produttivo è previsto nel 2022. Nel gennaio 2019, Eni si è aggiudicata l'operatorship con una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore del Paese;
 - nell'offshore dell'Oman è stato assegnato il Blocco esplorativo 47 ed è stato firmato un Head of Agreement per il Blocco esplorativo 77 nell'onshore del Paese. Eni svolgerà il ruolo di operatore in entrambi i blocchi con una quota del 90% e del 50%, rispettivamente;
 - firmato con l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain un memorandum d'intesa con l'obiettivo di perseguire future attività di esplorazione nel Blocco 1, un'area offshore ancora in gran parte inesplorata situata nelle acque territoriali settentrionali del Paese;
 - acquisite tre concessioni esplorative onshore dell'Emirato di Sharjah.
- Dual Exploration Model:
 - cessione a Mubadala Petroleum, società degli Emirati Arabi, del 10% della concessione di Shorouk nell'offshore dell'Egitto, nella quale si trova il giacimento supergiant a gas di Zohr;
 - diluita la partecipazione del blocco esplorativo Nour con l'ingresso di BP con una quota del 25% e di Mubadala con la quota del 20%;
 - firmati accordi in Messico per lo scambio di quote di partecipazione di asset esplorativi con la società Lukoil;
 - firmato accordo per la cessione, nell'offshore del Messico, di una quota del 35% nella licenza operata di Area 1 dove sono stati scoperti 2,1 miliardi di boe in posto alla società Qatar Petroleum.
- Rafforzamento della presenza in Norvegia grazie al closing dell'accordo di fusione tra la consociata Eni Norge e Point Resources con la creazione di Vår Energi, joint venture valutata all'equity (Eni 69,6%) che svilupperà le attività dei due partner in Norvegia con target produttivo di 250 mila boe/giorno atteso nel 2023.

ESPLORAZIONE

- L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi competitivi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo periodo. Nel corso del 2018 sono state aggiunte 620 milioni di boe di risorse equity. Importanti scoperte/appraisal sono state effettuate in Egitto, Cipro, Norvegia, Angola, Nigeria, Messico ed Indonesia. Il tasso di successo commerciale raggiunge il 66% in quota Eni, il più elevato degli ultimi diciotto anni.
- Finalizzato un accordo in Libia con la National Oil Corporation e BP per rilanciare l'esplorazione nel Paese. L'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.
- Assegnati i Blocchi 4 e 9 nell'offshore profondo del Libano. Eni possiede di entrambi i blocchi una quota del 40%.
- Acquisite 124 nuove licenze esplorative con una quota del 100%. Le licenze sono localizzate nell'Eastern North Slope in Alaska, considerata un'area ad alto potenziale minerario, in prossimità di facility produttive esistenti.
- Sottoscritto il contratto petrolifero per i diritti di esplorazione e sviluppo del Blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi, in Mozambico. Il blocco sarà operato da Eni con una quota del 59,5%.
- Assegnata l'operatorship delle licenze Area 24 con una quota del 65% e Area 28 con una quota del 75%, nell'offshore del Messico.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 29.300 chilometri di nuovo acreage.
- L'attività esplorativa e di appraisal è stata pari a €750 milioni (€715 milioni nel 2017) ed include gli investimenti di ricerca esplorativa ed i costi

di prospezioni, studi geologici e geofisici spesi nel corso dell'esercizio. L'attività esplorativa e di appraisal ha riguardato circa il 45% del totale dell'attività nel 2018 ed è stata eseguita in particolare in Indonesia, Norvegia, Stati Uniti, Angola e Vietnam.

- I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2018 sono pari a €380 milioni (€525 milioni nel 2017) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €93 milioni (€252 milioni nel 2017) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. Le radiazioni hanno riguardato principalmente i progetti in Vietnam e Marocco. A fine esercizio risultano 80 pozzi in progress (40,3 in quota Eni).

SVILUPPO

- Nel corso dell'anno conseguito il ramp-up, in anticipo rispetto alle previsioni, dei grandi progetti ad elevata marginalità come Zohr e Noroos in Egitto, Jangkrik in Indonesia, OCTP in Ghana nonché Nenè Marine fase 2 in Congo. Inoltre come pianificato sono stati avviati i giacimenti Ochigufu, Vandumbu e UM8 nel Blocco operato 15/06 in Angola, OCTP fase gas a sostegno del mercato domestico del Ghana e Bahr Essalam fase 2 e Wafa compression in Libia.
- Ottenuti dai partner della joint venture di Area 4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL nell'ambito del progetto Rovuma LNG, passo decisivo per la decisione finale d'investimento della prima fase del progetto per la realizzazione di due treni di liquefazione da 7,6 milioni di tonnellate/anno ciascuno e per assicurare i relativi finanziamenti.
- Sanzionati i programmi di sviluppo dei giacimenti di Cabaça North & Cabaça South-East UM4/5 nell'ambito del progetto operato East Hub nel Blocco 15/06 in Angola. Lo start-up è previsto nel 2021. Inoltre è stato firmato un emendamento del PSA del Blocco 15/06 per l'ampliamento della superficie esplorativa nell'area occidentale del blocco. L'accordo conferma la strategia Eni di rapida messa in produzione delle scoperte beneficiando delle sinergie con le facility produttive esistenti.
- Approvati i progetti di sviluppo operati relativi all'Area 1 in Messico con start-up del progetto pilota atteso nel 2019 e alla scoperta Merakes in Indonesia, in sinergia con le infrastrutture esistenti del campo Jangkrik. Nel corso dell'anno sanzionati complessivamente sei progetti di sviluppo (oltre a quelli citati: in Italia, Egitto e Congo).
- Firmato un accordo per l'acquisizione della restante quota del 70% e l'operatorship del campo in produzione di Oooguruk. Il giacimento, situato nel Mare di Beaufort, nel North Slope dell'Alaska, è in produzione dal 2008. Gli impianti di produzione garantiscono condizioni operative in totale sicurezza e nel rispetto dell'ambiente. Inoltre Eni potrà fare leva sulla cooperazione e sulle eccellenti relazioni esistenti con le comunità locali. L'acquisizione consentirà a Eni di aumentare immediatamente la propria produzione in Alaska e di implementare importanti ottimizzazioni e sinergie operative con il giacimento operato di Nikaitchuq.
- Approvata l'estensione di dieci anni degli asset situati nella Great Nooros Area, una delle aree più prolifiche del Delta del Nilo, nell'offshore dell'Egitto. L'estensione rafforza il portafoglio gas di Eni, consolidando la strategia di esplorazione "near field" che ha rivitalizzato la produzione operata nell'area del Delta del Nilo. Inoltre, le Autorità egiziane hanno autorizzato l'estensione della concessione di Ras Qattara per un ulteriore periodo di cinque anni. A seguito di questa estensione, una nuova campagna di perforazione sbloccherà le restanti riserve di idrocarburi e consentirà ulteriori attività d'esplorazione all'interno del bacino del Deserto Occidentale.
- Firmato nel marzo 2019 un accordo con Qatar Petroleum per la cessione di una quota del 30% nel permesso operato di Tarfaya Offshore Shallow in Marocco. A seguito dell'accordo Eni manterrà l'operatorship con una quota del 45%. L'operazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità del Paese.
- Firmato un accordo di cooperazione con United Nations Development Programme (UNDP) con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile e favorire il raggiungimento degli SDGs, in particolare l'accesso universale all'energia entro il 2030, azioni volte a combattere i cambiamenti climatici e la protezione, il ripristino e l'uso sostenibile dell'ecosistema. L'accordo conferma l'impegno di Eni nell'ambito dell'accesso all'energia, soprattutto in Africa, e come sia parte integrante del nostro modello di business.
- Firmato con la FAO (Food and Agriculture Organization) un accordo di collaborazione per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura per uso domestico e per irrigazione in Nigeria, in particolare nell'area nord-est, tramite la realizzazione di pozzi. In particolare, la FAO fornirà supporto all'individuazione delle zone di intervento, nonché collaborazione tecnica e know-how, mentre Eni perforerà i pozzi, li doterà di sistemi fotovoltaici, e garantirà formazione all'uso e alla manutenzione mirate alla sostenibilità a lungo termine.
- Gli investimenti di sviluppo netti sono pari a circa €6 miliardi (€6 miliardi nel 2017) al netto della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€170 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€280 milioni).
- Nel 2018 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €96 milioni (€83 milioni nel 2017).

I PAESI DI ATTIVITÀ



Le mappe dei Paesi di attività E&P sono disponibili sul sito eni.com/Documentazione

ITALIA

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2018 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 138 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 18.833 chilometri quadrati (14.987 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (48 nell'onshore e 62 nell'offshore) e permessi di ricerca (11 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2018 il 40% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali giacimenti operati sono Barbara, Cervia/Arianna, Annamaria, Clara NW (Eni 51%), Luna, Angela, Hera Lacinia e Bonaccia. La produzione è operata attraverso 68 piattaforme fisse (di cui 4 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 nell'offshore dell'Adriatico; e (ii) le attività previste nell'ambito dei progetti di tutela ambientale definiti dagli accordi con il Comune di Ravenna. Inoltre nel corso del primo semestre 2018, così come programmato, sono stati completati programmi di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello a supporto dell'occupazione.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è trattata presso il centro olio di Viggiano. Nel 2018 i giacimenti hanno fornito il 46% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo È stato avviato un programma di "trasformazione digitale" del centro olio di Viggiano. Il progetto, attraverso l'applicazione di tecnologie digitali sviluppate da Eni, prevede di potenziare ed estendere i processi di monitoraggio del sito in ambito di sicurezza impiantistica e ambientale al fine di incrementare le performance operative. Nel corso del 2018 sono stati completati 5 progetti, raggiungendo un totale di 35 sui 42 programmi pianificati, nell'ambito dell'Addendum 2014 al Protocollo di Accordo con la Regione Basilicata che prevede iniziative di natura ambientale, sociale e programmi per lo sviluppo sostenibile. Inoltre nel corso della prima metà dell'anno sono stati completati, così come definito, i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello. Proseguono gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica nei Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficientamento energetico.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2018 hanno prodotto circa il 9% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Tresauro (Eni 45%), Giaurone, Fiumetto, Prezioso e Bronte.

Sviluppo Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, ottimizzato per consentire di minimizzare significativamente l'impatto ambientale, prevede il trasporto tramite una pipeline sottomarina del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione onshore che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata. Inoltre nell'ambito delle iniziative di sviluppo sostenibili previste dal Protocollo d'Intesa in accordo con il Comune di Gela e la Regione Sicilia: (i) sono proseguiti i progetti di Alternanza Scuola Lavoro, di Apprendistato di Primo Livello, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie; (ii) è stato firmato l'accordo per il progetto "Sicurezza alimentare a Gela" a supporto delle fasce vulnerabili attraverso una partnership pubblico-privata composta da Eni, l'Amministrazione Comunale di Gela e la Rete del Banco Alimentare.

RESTO D'EUROPA

Norvegia

Nel dicembre 2018 è stata completata la fusione tra le società Point Resources AS ed Eni Norge AS, controllate al 100% rispettivamente da HittecVision e da Eni, con la costituzione di una nuova società denominata Vår Energi AS. L'accordo di fusione ha determinato un concambio delle partecipazioni azionarie di Eni e degli azionisti di Point Resources nella nuova entità pari al 69,6% e 30,4%, rispettivamente, stabilendo un controllo congiunto in relazione alle regole di governance definite.

Le finalità dell'operazione per Eni sono il rafforzamento della struttura operativa nel Paese e l'estensione/differenziazione del portafoglio minerario che offrirà una crescita produttiva superiore a quella del portafoglio attuale. Infatti, la nuova entità sarà una società leader nel settore dell'esplorazione e produzione di idrocarburi in Norvegia, che farà leva sulla combinazione dei rispettivi punti di forza delle società d'origine.

Il portafoglio della nuova società comprenderà 17 giacimenti di olio e gas con un'ampia copertura geografica, dal Mare di Barents al Mare del Nord grazie all'ingresso di nuovi asset tra cui i giacimenti in produzione di Balder & Ringhorne (Eni 69,6%), Ringhorne East (Eni 53,85%), Boyla (Eni 13,92%), Brage (Eni 8,53%) e Snorre (Eni 0,7%). La società avrà riserve e risorse per oltre 1.250 milioni di boe. La produzione è prevista raggiungere 250 mila boe/giorno nel 2023, con lo sviluppo di più di 500 milioni di boe da dieci asset esistenti e con un prezzo di breakeven inferiore a 30\$/barile. In totale la società ha in programma nei prossimi cinque anni investimenti per circa \$8 miliardi, per portare

a regime questi progetti, rivalizzare i giacimenti più maturi ed effettuare nuove esplorazioni.

Infine, Eni disporrà di un diritto di "first offer" in caso di uscita dei fondi di private equity gestiti da HitecVision dalla joint venture.

Nel 2019 Vår Energi si è aggiudicata 13 licenze esplorative: (i) in qualità di operatore 2 licenze esplorative nel Mare del Nord e 2 licenze esplorative nel Mare di Barents; e (ii) come partner in 5 licenze nel Mare del Nord e 4 licenze nel Mare di Norvegia. L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo di delineazione della scoperta a gas e olio di Cape Vulture nelle licenze PL 128/128D (Eni 8%), in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Norne (Eni 4,8%). I risultati del pozzo confermano la commercialità della scoperta con volumi recuperabili tra 50 e 70 milioni di boe; (ii) una nuova scoperta a olio nella licenza PL 532 (Eni 20,88%), in prossimità del progetto Johan Castberg nella medesima licenza, con un potenziale minerario stimato tra 50 e 60 milioni di olio in posto; (iii) il pozzo Goliat West mineralizzato a olio nella licenza PL 229 (Eni 45,24%), incrementando le riserve stimate del giacimento in produzione Goliat; e (iv) una scoperta a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi con una quota del 20%.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Trestakk (Eni 5,5%) con start-up previsto nel 2019 e una produzione in quota Eni pari a 4 milioni di boe; e (ii) il progetto di sviluppo Johan Castberg sanzionato nel giugno 2018. Lo start-up della produzione è atteso nel 2022.

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 4.628 chilometri quadrati (4.018 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2018, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 58 mila boe/giorno.

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

Produzione Eni partecipa in 4 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%), Glenelg (Eni 8%), J-Block e Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente la perforazione di: (i) due pozzi di infilling in Elgin Franklin, il primo in produzione da settembre e il secondo sarà completato nel 2019; (ii) due pozzi di infilling nei campi di Joanne e Jasmine, entrambi in produzione da maggio e settembre, inoltre è iniziata un'attività di workover che è stata completata all'inizio del 2019.

Esplorazione Eni partecipa in 34 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 9% e il 100%, 29 dei quali operati.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2018 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 85 mila boe/giorno. La superficie com-

plessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.470 chilometri quadrati (1.155 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%); e (v) il Blocco 405b (Eni 75%). 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. Nell'aprile 2018 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo quadro per avviare un programma di esplorazione e sviluppo nell'area del Berkine e proseguire la collaborazione nel settore ricerca e sviluppo. In particolare: (i) nel luglio 2018 un accordo per ottimizzare le infrastrutture esistenti dei giacimenti di BRN nel Blocco 403 e MLE nel Blocco 405b in sinergia con le facility di prossima realizzazione. L'accordo include anche la realizzazione di una pipeline per collegare gli asset di BRN con MLE con l'obiettivo di realizzare un hub gas nell'area; e (ii) nell'ottobre 2018 è stato firmato un accordo che prevede l'acquisizione da parte di Eni di una quota del 49% nelle concessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Nord Berkine. È in programma la realizzazione dello sviluppo accelerato delle riserve stimate in 75 milioni di boe in quota Eni e di una campagna esplorativa dei tre blocchi. Lo start-up produttivo è previsto nel terzo trimestre del 2019 in sinergia con l'avvio della pipeline BRN-MLE che trasporterà il gas associato di BRN e il gas e i condensati associati del progetto di sviluppo del Berkine Nord per il trattamento presso le facility di MLE. Contestualmente sono stati firmati due protocolli d'intesa con Total con l'obiettivo di valutare il potenziale minerario nell'offshore del Paese. In particolare, nel dicembre 2018, sono stati assegnati due permessi esplorativi per avviare le attività di acquisizione sismica nel corso del 2019.

Blocchi 403a/d e ROM Nord

Produzione Nel 2018 l'area ha fornito circa il 18% 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 Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di ottimizzazione della produzione, in particolare il giacimento di ROM Nord.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2018 l'area ha fornito circa il 16% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di ottimizzazione della produzione sul campo di ROD.

Blocco 403

Produzione Nel 2018 l'area ha fornito circa il 7% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

Blocco 404

Produzione Nel 2018 l'area ha fornito circa il 20% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di ottimizzazione della produzione.

Blocco 405b

Produzione Nel 2018 l'area ha fornito circa il 18% della produzione Eni nel Paese dal progetto MLE-CAFC. L'export della produzione avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di drilling presso i progetti CAFC Oil e MLE nonché l'upgrading delle facility di trattamento esistenti.

Blocco 208

Produzione Nel 2018 il blocco ha fornito circa il 21% 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.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk, con la perforazione di pozzi produttivi e di water injection.

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 26.636 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è raggruppata in 6 aree contrattuali; 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 (Eni 33,3%); (iv) Area F, con il Blocco 118 (Eni 50%) ed (v) Area D, con il Blocco NC 169, nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); offshore: (i) Area C, con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); ed (ii) Area D, con il Blocco NC 41, parte del Western Libyan Gas Project.

Nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 302 mila boe/giorno. Negli ultimi mesi le tensioni interne e gli scontri si sono nuovamente intensificati. Eni sta monitorando la situazione per valutare eventuali possibili misure per salvaguardare la sicurezza del personale e la sicurezza degli impianti e delle infrastrutture produttive. Per maggiori informazioni si rinvia alla sezione Fattori di rischio della Relazione Finanziaria Annuale 2018.

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di EPSA che hanno durata fino al 2038 per l'Area C, fino al 2041 per l'Area E, fino al 2042 per l'Area A e B nonché fino al 2043 per l'Area D.

Sviluppo Nel corso del 2018 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio produttivo del progetto offshore Bahr Essalam fase 2 (Eni 50%), il cui completamento è previsto entro il secondo trimestre 2019. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di dieci pozzi, di cui sette completati e avviati in produzione nel 2018, nonché l'upgrading delle facility esistenti per incrementare la capacità produttiva; (ii) il

potenziamento degli impianti di trattamento gas nell'area di Mellitah e Sabratha; e (iii) l'avvio di un programma di ottimizzazione della produzione del giacimento di Wafa. Il progetto prevede attività di drilling e la realizzazione di nuove unità di compressione gas. In particolare, sono state avviate nel 2018 attività di infilling: un primo pozzo a gas è stato completato nel novembre 2018 e un secondo pozzo nel marzo 2019. Il completamento è atteso nel corso del 2019.

Nell'ambito degli accordi firmati nel 2017 per la realizzazione di iniziative relative alla salute ed educazione a supporto delle comunità locali, sono state definite due aree di intervento: (i) supporto alle Autorità Sanitarie locali, in particolare con un programma di ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo, assistenza tecnica ed iniziative di formazione medica; e (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione nell'area di Zuara per fornire acqua alle comunità locali.

Nel dicembre 2018 è stato firmato un Memorandum of Understanding con la compagnia elettrica nazionale GECOL e la compagnia petrolifera di stato NOC che include l'avvio di un progetto di riabilitazione di alcune centrali elettriche a supporto dell'accesso all'energia per le comunità. Inoltre sono proseguiti gli altri progetti Eni a supporto delle comunità. In particolare: (i) attività in ambito sanitario e di accesso all'acqua e all'energia presso le aree produttive di Bu-Attifel ed El Feel; (ii) programmi di formazione in ambito medico e nel settore Oil & Gas; e (iii) interventi di ristrutturazione e realizzazione di infrastrutture a scopo sociale nonché la fornitura di farmaci.

Esplorazione Nel 2018 è stato finalizzato un accordo con la società di stato NOC e BP per l'assegnazione a Eni dell'operatorship e di una quota del 42,5% nell'Exploration and Production Sharing (EPSA) di BP nel Paese, in particolare nelle aree contrattuali onshore A e B e nell'area offshore C. L'accordo prevede il rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo in sinergia con le infrastrutture Eni presenti nell'area per accelerare la messa in produzione delle riserve. Inoltre l'accordo rafforza la partnership nell'ambito di iniziative di sviluppo sociale attraverso l'attuazione di programmi specifici di istruzione e formazione.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 9 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 seguenti giacimenti operati: offshore di Maamoura e Baraka (Eni 49%); onshore di Adam (Eni 25%), Oued Zar (Eni 50%), Djebel Grouz (Eni 50%), 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.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2018 la produzione di idrocarburi è stata di 300 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa il

16% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 15.903 chilometri quadrati (5.248 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive operate da Eni sono condotte: (i) nel blocco Shorouk (Eni 50%) nell'offshore del Mediterraneo con il giacimento giant a gas di Zohr; (ii) nella concessione Sinai, principalmente nei giacimenti Belayim Marine-Land ed Abu Rudeis (Eni 100%); (iii) nel Deserto Occidentale nelle concessioni Melehia (Eni 76%), Ras Qattara (Eni 75%) e West Abu Gharadig (Eni 45%); e (iv) nelle concessioni di Ashrafi (Eni 50%), Baltim (Eni 50%), Nile Delta (Eni 75%), North Port Said (Eni 100%), North Razzak (Eni 100%) e Tamsah (Eni 50%).

Inoltre Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr (Eni 50%) e South Ghara (Eni 25%).

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

Nell'agosto 2018, sono stati approvati dalle Autorità egiziane i seguenti accordi: (i) l'assegnazione ad Eni della quota dell'85% nella licenza esplorativa Nour nell'offshore del Delta del Nilo orientale. Nel dicembre 2018 è stata ceduta una quota del 20% a Mubadala Petroleum e una quota del 25% a BP nella concessione di Nour. A seguito dell'operazione Eni detiene una quota del 40%; (ii) l'estensione di dieci anni a partire dal 2021 della concessione Nile Delta contenente la concessione Abu Madi West con il giacimento di Nooros; (iii) l'estensione dell'attività esplorativa nel permesso di El Qar'a (Eni 75%), all'interno della prolifica area produttiva denominata Grand Nooros Area; (iv) l'estensione per un ulteriore periodo di cinque anni della concessione di Ras Qattara nel Western Desert; e (v) l'estensione della concessione di sviluppo di Faramid (Eni 100%).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo Faramid-S1X, mineralizzato a gas, nella concessione East Obayed (Eni 100%); (ii) le scoperte a olio A-2X e B1-X e con la recente scoperta a gas e condensati A-1X nel permesso South West Meleha (Eni 100%); e (iii) con il pozzo Nour-1 mineralizzato a gas nella licenza esplorativa Nour.

Blocco Shorouk

Nel giugno 2018 è stata completata la cessione della quota del 10% del giacimento Zohr a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni.

Nel settembre 2018, con un anno di anticipo rispetto al piano di sviluppo, il progetto Zohr ha raggiunto il target di plateau produttivo pari a 365 mila boe/giorno (110 mila boe/giorno in quota Eni) con il completamento delle attività di drilling e la realizzazione e start-up delle quattro unità di trattamento onshore pianificate, oltre all'unità di trattamento avviata alla fine del 2017, portando la capacità installata ad oltre 57 milioni di metri cubi/giorno. Il plateau produttivo, rivisto al rialzo fino a circa 91 milioni di metri cubi/giorno, è atteso nel corso del 2019 con il completamento e l'avvio di ulteriori tre unità di trattamento onshore del gas e di ulteriori tre pozzi produttori per un totale di 13 pozzi complessivi.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility sono in corso di implementazione i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco

di quattro anni. Il primo prevedeva la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Le attività previste sono state completate nel maggio 2018. Il secondo progetto, per un valore complessivo di \$20 milioni, include diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. Il programma ha identificato in accordo con gli stakeholder dell'area e le Autorità del Paese, tre aree di intervento: (i) acquacoltura ed attività ittiche, in particolare con la costruzione di un distretto ittico. Le attività sono state avviate nel corso del 2018; (ii) progetti sanitari. In accordo con il Ministero della Salute è stato definito un primo progetto che prevede la costruzione di Primary Health Care Center che fornirà servizi sanitari a circa 60 mila persone nell'area di Port Said. Il completamento delle attività è previsto nel 2019. Il progetto include oltre alla realizzazione delle infrastrutture identificate ulteriori iniziative nell'ambito della formazione e prevenzione sanitaria; e (iii) programmi a supporto dei giovani, in particolare con la costruzione di un centro giovanile il cui completamento è atteso nel 2019.

Sinai

Produzione La produzione dell'area è stata di 66 mila barili/giorno (44 mila in quota Eni) ed è fornita principalmente dai giacimenti Belayim Marine e Belayim Land.

Sviluppo Nel corso dell'anno sono state eseguite attività di infilling e ottimizzazione della produzione per contrastare il declino produttivo. Inoltre nell'area è stato completato il progetto di water reinjection consentendo di raggiungere lo zero water discharge.

North Port Said

Produzione Nel 2018 la produzione della concessione è stata di circa 20 mila boe/giorno (circa 15 mila in quota Eni), circa 2,5 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 2 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 133 mila tonnellate di propano, 72 mila tonnellate di GPL e circa 1 milione di barili di condensati.

Baltim

Produzione Nel 2018 la produzione della concessione è stata di circa 18 mila boe/giorno (circa 6 mila in quota Eni); circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati.

Sviluppo Le attività in corso riguardano lo sviluppo del progetto offshore di Baltim South West. Il progetto sanzionato nel 2018 prevede uno sviluppo accelerato con start-up atteso nel corso del 2019.

Nile Delta

Produzione La produzione è fornita principalmente dal progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito della Great Nooros Area, nella concessione Abu Madi West, che nel 2018 ha prodotto 213 mila boe/giorno (105 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento e lo start-up di ulteriori due pozzi di sviluppo addizionali nel giacimento

Nooros e la realizzazione di una pipeline per il trasporto del gas all'impianto di trattamento di El Gamil. Il completamento delle attività è previsto nel 2019

Esplorazione Nel febbraio 2019 è stato assegnato a Eni un nuovo blocco esplorativo nell'onshore del Delta del Nilo, West Sherbean (Eni 50%, operatore), in prossimità del giacimento in produzione di Nooros. In caso di successo esplorativo, le attività di sviluppo potranno avvalersi delle infrastrutture esistenti.

Ras el Barr

Produzione Nel 2018 la produzione dell'area è stata di 40 mila boe/giorno (15 mila in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py e Seth.

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tuna, Temsah e Denise, la cui produzione nel 2018 è stata di circa 47 mila boe/giorno (circa 12 mila in quota Eni); circa 6,5 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati in quota Eni.

Deserto Occidentale

Produzione L'area comprende le concessioni produttive di Meleiha, Ras Qattara e West Abu Gharadig che nel 2018 hanno prodotto circa 49 mila barili/giorno (circa 24 mila barili/giorno in quota Eni).

Nel corso dell'anno sono state eseguite attività di infilling e ottimizzazione della produzione.

Esplorazione Nel febbraio 2019 è stato assegnato ad Eni il blocco esplorativo onshore di South East Siwa con una quota del 100%.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 146 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.441 chilometri quadrati (5.303 in quota Eni).

Il principale asset nel Paese è il Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) con i progetti West Hub ed East Hub. 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 nel Blocco 3 e 3/05-A (Eni 12%) nell'offshore del Paese; (iii) le Development Area nel Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (Eni 10%); e (v) le Development Area del Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo.

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

Eni è impegnata nell'implementazione di attività a supporto dello sviluppo socio-economico nella regione meridionale del Paese, nella provincia di Huila e Namibe. In particolare sono proseguite: (i) le attività a supporto dell'accesso all'energia da fonti rinnovabili e all'acqua potabile; (ii) le iniziative in ambito sanitario attraverso campagne di sensibilizzazione delle comunità locali, programmi di formazione del

personale, fornitura di energia elettrica nei Centri Salute e negli Ospedali, anche nell'area di Luanda; e (iii) programmi a supporto dell'educazione primaria.

Nel 2018 le attività hanno riguardato: (i) l'avvio di iniziative a supporto dello sviluppo agricolo attraverso la creazione di centri di formazione; (ii) iniziative a supporto dei programmi di sminamento di alcune aree che consentono di aumentare la sicurezza, restituire terreno per uso agricolo e migliorare la resilienza e stabilità delle comunità rurali; e (iii) il progetto "Luanda refinery reliability improvement and gasoline production increase". Il progetto prevede lo sviluppo di soluzioni specifiche per migliorare l'affidabilità della raffineria di Luanda, incrementare la produzione di benzina attraverso l'installazione di nuove unità produttive, ottimizzare i processi e formare il personale. Nel corso dell'anno è stata eseguita una prima manutenzione straordinaria e avviato il programma di training.

Blocco 15/06

Produzione La produzione del blocco è fornita dai due progetti West Hub ed East Hub, che nel 2018 hanno prodotto 155 mila boe/giorno.

Lo schema di sviluppo dei due progetti West Hub ed East Hub prevede l'allacciamento sequenziale alle due FPSO delle numerose scoperte dell'area a sostegno del plateau produttivo.

Nel novembre 2018 è stato firmato un emendamento del PSA del Blocco 15/06 che definisce un ampliamento della superficie esplorativa nell'area occidentale del blocco. L'accordo conferma la strategia Eni di esplorazione near-field con la rapida messa in produzione delle scoperte beneficiando delle sinergie con le facility produttive esistenti.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato i due progetti in produzione nell'area. In particolare per il progetto West Hub: (i) è stata completata la fase di ramp-up di Ochigufu raggiungendo il plateau produttivo di 25 mila barili/giorno; e (ii) conseguito lo start-up produttivo di Vandumbu. Nell'ambito del progetto East Hub: (i) è stata avviata la produzione del giacimento UM8 attraverso il collegamento alla FPSO presente nell'area; (ii) è stato completato l'upgrading di alcune facility produttive; e (iii) sono stati sanzionati i progetti di Cabaça North & Cabaça South-East UM4/5. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di tre pozzi produttori, due pozzi per la water injection e collegamento alle facility produttive presenti. Lo start-up è previsto nel 2021.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) le scoperte a olio di Kalimba e Afoxé nell'area del progetto East Hub. Le scoperte presentano complessivamente un potenziale minerario stimato in 400-500 milioni di barili di olio in posto; (ii) la scoperta a olio di Agogo nell'area del progetto West Hub, con un potenziale minerario stimato in 450-650 milioni di barili di olio in posto. Lo sviluppo delle scoperte farà leva su possibili sinergie sfruttando la presenza di facility produttive esistenti.

Blocco 0

Produzione Nel 2018 la produzione del blocco è stata di circa 283 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (19 mila boe/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (9 mila barili in quota Eni). Il gas associato alla produzione del Blocco 0 è inviato, attraverso il gasdotto Congo River Crossing,

all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito) ed in parte fornito al mercato domestico, per la generazione elettrica nella regione di Cabinda.

Sviluppo Sono state completate le attività di drilling programmate del progetto in produzione Mafumeira Sul.

Blocco 3 e 3/05-A

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Il petrolio è inviato alla nave di stoccaggio Palanca FSO per l'esportazione. Nel 2018 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 25 mila boe/giorno (2 mila in quota Eni).

Blocco 14

Produzione Nel 2018 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 84 mila boe/giorno (12 mila in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono Landana e Tombua nonché Benguela-Belize/Lobito-Tomboco e Lianzi. Il gas associato prodotto nell'area viene trasportato attraverso il gasdotto Congo River Crossing all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Blocco 15

Produzione Nel 2018 il blocco ha prodotto circa 256 mila boe/giorno (32 mila in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nel 2004, e Marimba avviato nel 2007 attraverso l'FPSO di Kizomba A; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel 2005 con l'FPSO Kizomba B; (iii) Saxi/Batuque e Mondo avviati nel 2008 per mezzo di due FPSO aggiuntive; (iv) Clochas e Mavacola avviati nel 2012 con il progetto Kizomba Satellite Fase 1; e (v) Bavuca, Kakocha e Mondo South avviati nel 2015 con il progetto Kizomba Satellite Fase 2.

Angola LNG

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG (A-LNG) che gestisce un impianto di liquefazione, presso Soyo, con una capacità di trattamento di circa 10 miliardi di metri cubi/anno di feed gas e di liquefazione di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL. La produzione nel corso del 2018 è stata di circa 20 mila boe/giorno in quota Eni.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2018 è stata di 92 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'area di Koilou nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.750 chilometri quadrati (1.471 in quota Eni).

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

Produzione La produzione è fornita principalmente dai giacimenti operati di Nené Marine e Litchendjili (Eni 65%), Zatchi (Eni 55,25%), 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 82%), Kouakouala (Eni 74,25%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2018 di circa 96 mila boe/giorno (74 mila in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi Pointe-Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 51 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto in produzione di Nené Marine fase 2A nel blocco Marine XII. Sono state completate le attività di drilling e l'installazione della condotta sottomarina di collegamento con la piattaforma produttiva del giacimento in produzione di Litchendjili nel blocco Marine XII; (ii) il completamento delle attività di ingegneria per lo sviluppo del progetto Nené Marine fase 2B, sanzionato nel dicembre 2018; (iii) le attività per incrementare la capacità di generazione elettrica di 170 MW della centrale CEC (Eni 20%). La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII; e (iv) il progetto di water re-injection sui giacimenti operati in produzione di Loango e Zatchi.

Proseguono le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda, con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione. Il progetto prevede diverse iniziative a supporto dello sviluppo socio-economico, accesso all'acqua, all'energia, educazione e servizi sanitari. In particolare nel corso del 2018 i programmi hanno riguardato: (i) il completamento del progetto CATREP per lo sviluppo agricolo con la formazione di 14 cooperative agricole, anche con il supporto del World Food Programme; (ii) interventi di ristrutturazione e realizzazione di centri multiculturali; (iii) programmi a supporto dell'educazione, in particolare nell'area di Pointe Noire attraverso la fornitura di materiale didattico ed interventi di ristrutturazione; e (iv) programmi di rafforzamento dei servizi di Primary Health Care presso i Centri Salute e altre strutture operanti nell'area, in particolare nell'ambito materno-infantile. Inoltre sono proseguite le attività per la realizzazione di un centro di formazione e ricerca sulle energie rinnovabili a Oyo, nel nord del Paese.

Ghana

Eni è presente in Ghana dal 2009. L'attività è concentrata nell'offshore profondo del Paese su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.353 chilometri quadrati (579 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni è operatore con una quota del 44,44% del permesso Offshore Cape Three Points (OCTP), regolato da un accordo di concessione e con una quota del 42,47% nella licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 18 mila boe/giorno in quota Eni fornita dal progetto operato OCTP.

Nel corso del 2018 è stata avviata la produzione di gas non associato nell'ambito del progetto OCTP. Il gas prodotto è inviato ad un impianto di trattamento onshore per essere immesso nella rete del Paese. L'OCTP è l'unico progetto di sviluppo di gas non associato in acque profonde interamente dedicato al mercato domestico nell'Africa Sub-Sahariana e garantirà al Ghana 15 anni di forniture affidabili di gas ad un prezzo competitivo, dando un contributo sostanziale all'accesso all'energia e allo sviluppo economico del Paese. Il progetto è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e reiniezione dell'acqua prodotta.

Prosegue l'impegno di Eni nell'implementazione di progetti volti a migliorare le condizioni di vita della popolazione nel Paese, con iniziative in ambito di formazione, diversificazione economica, accesso all'acqua e servizi sanitari. Nel corso del 2018 sono stati avviati progetti in ambito di educazione primaria, waste management ed accesso all'acqua nell'area occidentale del Paese. In particolare è stato realizzato un pozzo con un sistema di trattamento e purificazione dell'acqua e

di distribuzione per circa 5.000 abitanti nelle comunità di Bakanta, Krisan e Sanzule.

Nell'ambito della partnership con United Nations Development Programme, è in corso di definizione un programma di attività con l'obiettivo di raggiungere una riduzione di emissioni di CO₂ nel medio periodo attraverso iniziative di contrasto alla deforestazione, accesso all'energia e programmi di efficienza energetica.

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. Si tratta di una nuova frontiera nell'industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a fronte di un'intensa campagna esplorativa nell'arco di soli 3 anni. Ad oggi sono state accertate riserve in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi.

Nell'ottobre 2018 è stato sottoscritto il contratto per i diritti di esplorazione e sviluppo del blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi. Il blocco sarà operato da Eni con quota del 59,5%. Nel marzo 2019 è stato firmato un accordo con Qatar Petroleum per la cessione della quota del 25,5% nel blocco offshore A5-A. L'accordo è soggetto all'approvazione da parte delle Autorità del Paese.

I diritti esclusivi di esplorazione, sviluppo e produzione degli idrocarburi dell'Area 4 sono assegnati alla società Mozambique Rovuma Venture (MRV) – controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7% di partecipazione azionaria, e da CNPC che detiene il 28,6% – in partecipazione con la società di stato ENH, Galp e Kogas. Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) riguardano il giacimento Coral, operato da Eni, e le scoperte del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed Exxon Mobil della fase liquefazione. Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nel 2022. Il gas liquefatto sarà venduto da Eni e gli altri concessionari di Area 4 (tra i quali CNPC ed Exxon Mobil attraverso l'operatore Mozambique Rovuma Venture SpA) alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di ulteriori dieci anni.

Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddling) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddling. Il progetto prevede la realizzazione di due treni onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità complessiva di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Nel luglio 2018 il piano di sviluppo è stato sottoposto alle competenti Autorità del Paese per una prima review. Le attività finalizzate alla commercializzazione del GNL stanno compiendo notevoli progressi, con i negoziati in corso relativi agli accordi vincolanti di compravendita, in parallelo alla finalizzazione del piano di sviluppo e del project financing. La Final Investment Decision (FID) è prevista nel 2019 con start-up atteso nel 2024.

Nel 2018 sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, in particolare: (i) programmi a supporto della scolarità primaria nella città di Pemba anche attraverso attività di manutenzione ordinaria e straordinaria di scuole e iniziative di formazione anche con programmi specifici sui temi Oil & Gas; e (ii) programmi a sostegno della salute, coordinati con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo, Pemba e Palma, attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione, realizzazione di strutture e forniture di attrezzature mediche, in particolare nell'area di Cabo Delgado.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2018 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 100 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 30.769 chilometri quadrati (7.722 chilometri quadrati in quota Eni).

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 100%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%), nonché nel service contract OML 116. 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 dell'OML 134 (Eni 100%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).

Nel febbraio 2018 è stato firmato con la FAO un accordo di collaborazione per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione.

I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia e all'acqua; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione nonché da un contratto di servizio nel quale Eni agisce in qualità di contractor per conto della compagnia di Stato.

Blocchi OML 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2018 circa 44 mila boe/giorno in quota Eni. 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 a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa della produzione 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 Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2018 le forniture alla centrale sono state di circa 1 milione di metri cubi/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) interventi di workover e rigless per il mantenimento del profilo produttivo nonché attività di manutenzione e ripristino delle facility danneggiate a seguito di azioni di sabotaggio e bunkering; (ii) il completamento del progetto di water injection del giacimento Ebocha, consentendo di raggiungere una capacità di reiniezione pari a circa 30 mila barili/giorno di acqua di produzione; e (iii) le attività di fase 2 della centrale di Okpai per raddoppiare la potenza installata.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2018 il campo Bonga ha prodotto oltre 13 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 2 milioni di barili di stoccaggio. 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 principalmente l'attività di drilling per incrementare la produzione ed interventi di workover per contrastare il naturale declino produttivo.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal campo di Abo che nel 2018 ha prodotto circa 12 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 800 mila barili di stoccaggio.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente l'attività di drilling per incrementare la produzione ed interventi di workover per contrastare il naturale declino del campo di Abo.

SPDC Joint Venture (NASE)

Produzione Nel 2018, la produzione in quota Eni è stata pari a 29 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente i progetti di sviluppo di gas associato Forkados Yokri Integrated Project nel blocco OML 43 (Eni 5%) e Gbaran fase 2A/2B e SSAGS project nel blocco OML 28 (Eni 5%). Il gas prodotto sarà destinato al mercato domestico.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto successo con il pozzo di scoperta EPU-05 deep mineralizzato a gas nell'area del giacimento Gbaran-Kolo Creek-Epu (Eni 5%).

Nigeria LNG

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una 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 gas supply agreement dalle produzioni di tre joint-venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2018 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. 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 Ltd.

KAZAKHSTAN

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992, dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 6.281 chilometri quadrati (1.543 chilometri quadrati in quota Eni). Inoltre Eni opera congiuntamente con la società di stato KazMunayGas il blocco Isatay (Eni 50%), situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere.

Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola fino al 2041 i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

Produzione La produzione del giacimento nel 2018 è stata di 303 mila barili/giorno (50 mila in quota Eni) e 13 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (2,1 milioni in quota Eni). Il gas trattato è diretto alla compagnia di stato nazionale KazTransGas e i volumi restanti sono utilizzati per la produzione di fuel gas. Il gas non trattato (circa il 30%) è re-iniettato nel giacimento. La produzione di liquidi è stabilizzata presso Bolashak per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara.

Sviluppo Continuano le attività di sviluppo per il completamento dell'Experimental Program del giacimento Kashagan per raggiungere la capacità di plateau produttivo pari a circa 370 mila barili/giorno, al 100%, nel 2019.

Proseguono gli studi per ulteriori fasi di sviluppo che includono l'espansione della capacità di iniezione di gas naturale, la conversione di pozzi da produttori ad iniettori e l'upgrading delle facility esistenti. Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

Karachaganak

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

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 240 mila barili/giorno di liquidi (44 mila in quota Eni) e 28 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (5,4 milioni in quota Eni). L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 50% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia, ed il restante volume per la reiniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. Circa il 95% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) per la successiva com-

mercato sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium e tramite la pipeline Atyrau-Samara che si connette con i sistemi di esportazione russi. La rimanente parte di liquidi è stata inviata non stabilizzata alla centrale di Orenburg fino a settembre 2018, quando è scaduto il contratto d'acquisto.

Sviluppo Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak è stato sanzionato il progetto Karachaganak Process Center Debottlenecking. Le attività sono in corso di esecuzione con completamento atteso nel 2020. La capacità di reiniezione addizionale sarà garantita nei prossimi anni dall'installazione di ulteriori facility di reiniezione di gas che si aggiungeranno a quelle esistenti.

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 e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti

Nel corso del 2018 è stata avviata da parte di Eni una campagna di acquisizione di asset volta ad entrare nel Paese. In particolare, sono state completate le seguenti acquisizioni di asset esplorativi e in produzione in Abu Dhabi: (i) nel marzo 2018 sono stati acquisiti i due Concession Agreement della durata di 40 anni per l'ingresso con una quota del 5% nel giacimento in produzione a olio di Lower Zakum e con una quota del 10% nei giacimenti in produzione a olio, condensati e gas di Umm Shaif e Nasr, nell'offshore del Paese. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di circa \$875 milioni; (ii) nel novembre 2018, l'assegnazione di una quota del 25% nella concessione offshore denominata Ghasha. La concessione, della durata di 40 anni, include i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra. Lo start-up produttivo è previsto nel 2022; e (iii) nel gennaio 2019, Eni si è aggiudicata l'operatorship con una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore del Paese. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi per il Blocco 1 e la perforazione di due pozzi esplorativi e due pozzi di appraisal nel Blocco 2.

Nel gennaio 2019 Eni si è anche aggiudicata tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah. In particolare: (i) l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C; e (ii) una quota del 50% nell'area B. Il commitment della prima fase esplorativa include la perforazione di un pozzo e studi esplorativi nelle aree A e B e studi esplorativi nell'area C. Inoltre nell'aprile 2019 Eni ha acquisito una concessione offshore esplorativa nell'Emirato di Ras al Khaimah, aggiudicandosi l'operatorship con una quota del 90% nell'area A.

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 72 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore 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 30.173 chilometri quadrati (23.769 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

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

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio produttivo nel corso del 2018 è stata ceduta l'intera quota di partecipazione nel permesso produttivo Sanga Sanga.

Sono in corso diversi progetti ed iniziative sui temi di protezione ambientale e di sviluppo sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra. Nel 2018 è stato avviato un programma per favorire l'accesso all'energia e all'acqua per le comunità locali e programmi di formazione in ambito agricolo. Inoltre sono state identificate iniziative in ambito sanitario.

Produzione La produzione deriva principalmente dal blocco operato Muara Bakau (Eni 55%) dove è in produzione il giacimento a gas di Jangkrik. La produzione è assicurata da dieci pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di stato indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializza nel mercato asiatico.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 85%). Nel dicembre 2018 è stato approvato il piano di sviluppo da parte delle Autorità del Paese. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi sottomarini che verranno collegati all'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit – FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik.

Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, sarà spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto spot nel mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2020.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Merakes East nel blocco operato East Sepinggan situato nell'offshore del Paese.

Nel maggio 2018 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% il blocco esplorativo East Ganai nelle acque profonde del bacino di Kutei, in prossimità del blocco di Muara Bakau.

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 2018 ha prodotto 34 mila barili/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair, che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau

pari a 700 mila barili/giorno. Il programma prevede inoltre l'utilizzo del gas associato per la generazione elettrica. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate; le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi aggiuntivi nei prossimi anni.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 3 milioni di metri cubi/giorno, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 14.876 chilometri quadrati (5.786 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 operati da Eni sono Bhit/Badhra (Eni 40%) e Kadanwari (Eni 18,42%). Inoltre Eni partecipa nei permessi di Latif (Eni 33,3%), Zamzama (Eni 17,75%) e Sawan (Eni 23,7%).

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) la perforazione di nuovi pozzi di sviluppo sui giacimenti in produzione al fine di ottimizzare la produzione; (ii) ottimizzazione delle facility onshore esistenti; e (iii) attività di rigless sui pozzi in produzione per 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 2018, la produzione in quota Eni è stata di 11 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità Turkmene con un'equivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB. Il gas associato è utilizzato per gas lift. L'ammontare residuo è ceduto a Turkmenneft, tramite il grid locale.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato la perforazione di nuovi pozzi e programmi di workover al fine di contrastare il naturale declino produttivo.

AMERICA

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 12 mila barili/giorno. L'attività è condotta nel Blocco 10 (Eni 100%) situato nell'area orientale del Paese, 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 situate sulla costa pacifica.

Messico

Eni è presente in Messico dal 2015 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 4.387 chilometri quadrati (3.000 chilometri quadrati in quota Eni).

L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Messico nelle licenze operate di: (i) Area 1 con una quota del 100% dove sono in corso le attività di sviluppo delle scoperte di Amoca, Miztón e Tecoailli; e (ii) Area 10 (Eni 100%), Area 14 (Eni 60%) e Area 7 (Eni 45%), nel bacino di Sureste. Nel 2018 sono stati firmati i seguenti accordi: (i) lo scambio di quote di partecipazione di asset esplorativi con la società Lukoil. In particolare l'accordo prevede la cessione del 20% della quota Eni nelle licenze di Area 10 e Area 14 e l'acquisizione di una quota del 40% nell'Area 12 operata da Lukoil; (ii) la cessione di una quota del 35% nella licenza di Area 1 con la società Qatar Petroleum.

Gli accordi definiti sono soggetti all'approvazione delle competenti Autorità del Paese.

Inoltre nel 2018 sono state assegnate ad Eni le licenze offshore Area 24 con una quota del 65% e Area 28 con una quota del 75%, entrambe operate. Le attività di esplorazione e sviluppo nel Paese sono regolate da PSA e da un contratto di concessione per la licenza di Area 24.

Sviluppo Nel luglio 2018 è stato approvato dalle Autorità del Paese il piano per lo sviluppo delle tre scoperte di Amoca, Miztón e Tecoailli ubicate nell'Area 1. Lo sviluppo avverrà per fasi con lo start-up in early production atteso nel 2019 attraverso l'installazione di una piattaforma e la realizzazione di facility di collegamento ad un impianto di trattamento onshore esistente, con una produzione attesa pari a 8 mila barili/giorno. La fase di sviluppo full field include l'installazione di tre ulteriori piattaforme e di una FPSO per incrementare la capacità produttiva fino a 90 mila barili/giorno nel 2021.

Nel corso dell'anno sono state implementate alcune iniziative di supporto alla comunità ed effettuati incontri con gli stakeholder locali in prossimità delle aree della licenza in via di sviluppo di Area 1. Inoltre è stato finalizzato il primo Local Development Plan, in accordo con le Autorità locali competenti, comprendente i futuri programmi a supporto delle comunità.

Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e nell'onshore del Texas. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 3.122 chilometri quadrati (2.191 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2018 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 56 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 62 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 26 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 di Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Frontrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%). La produzione nel 2018 è stata di 35 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Lucius Subsequent Development. Il progetto prevede la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alla piattaforma produttiva del giacimento in produzione Lucius e upgrading delle facility esistenti.

Texas

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas). La produzione nell'anno è stata pari a circa 4 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni partecipa in 166 blocchi di esplorazione e sviluppo.

Nell'agosto 2018 sono state acquisite 124 nuove licenze esplorative con una quota del 100%. Le licenze sono localizzate nell'Eastern North Slope dell'Alaska, considerata un'area ad alto potenziale minerario, in prossimità di facility produttive esistenti.

Nel dicembre 2018 è stato firmato un accordo per l'acquisizione della quota del 70% e l'operatorship del campo in produzione di Oooguruk, di cui Eni deteneva il 30%. L'accordo è stato finalizzato nel 2019.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk con una produzione complessiva nel 2018 pari a 17 mila barili/giorno in quota Eni.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2018 la produzione in quota Eni è stata di 48 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).

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Perla (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela, a olio di Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, ed a olio di Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

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 di 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 2018 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 23 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 5.751 chilometri quadrati (3.757 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 65%, operatore). Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 4 licenze esplorative, di cui una in JPDA.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Australia sono regolate da contratti di concessione e, limitatamente alla zona di cooperazione tra Australia e Timor Leste (JPDA), da PSA.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009, ha prodotto 660 milioni di metri cubi/anno nel 2018 (pari a 12 mila boe/giorno). Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

Blocco JPDA 03-13

Produzione Il giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, in produzione dal 2004, ha prodotto 116 mila boe/giorno (11 mila boe in quota Eni) nel 2018. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSU. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,6 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri. Il GNL è venduto a operatori elettrici giapponesi sulla base di contratti di lungo termine.

Sviluppo È stato completato il progetto Bayu Undan Phase 3b con la perforazione e l'allacciamento di tre nuovi pozzi che hanno consentito di incrementare la produzione di liquidi e sostenere la produzione di GNL.

Riserve certe di idrocarburi

| | | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------------|------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------------|--------------|
| | (milioni di boe) | | | | | | | | | | |
| 2018 | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | 422 | 525 | 1.052 | 1.078 | 1.436 | 1.150 | 427 | 203 | 137 | 6.430 |
| di cui: sviluppate | | 350 | 360 | 532 | 463 | 856 | 891 | 238 | 176 | 101 | 3.967 |
| non sviluppate | | 72 | 165 | 520 | 615 | 580 | 259 | 189 | 27 | 36 | 2.463 |
| Acquisizioni | | | | | | | | 332 | | | 332 |
| Revisioni di precedenti stime | | 40 | 15 | 114 | 431 | 34 | (32) | (39) | 31 | (4) | 590 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | 7 | | | 6 | | | 13 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 16 | | | | 14 | | 39 | 100 | | 169 |
| Produzione | | (50) | (71) | (144) | (110) | (123) | (52) | (65) | (27) | (8) | (650) |
| Cessioni | | | (363) | | (160) | | | | (5) | | (528) |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | | 428 | 106 | 1.022 | 1.246 | 1.361 | 1.066 | 700 | 302 | 125 | 6.356 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | | | 14 | | 75 | | 1 | 470 | | 560 |
| di cui: sviluppate | | | | 14 | | 20 | | 1 | 359 | | 394 |
| non sviluppate | | | | | | 55 | | | 111 | | 166 |
| Acquisizioni | | | 363 | | | | | | | | 363 |
| Revisioni di precedenti stime | | | | 1 | | | | (100) | | | (99) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | | (1) | | (7) | | | (18) | | (26) |
| Cessioni | | | | | | | | (1) | | | (1) |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | | | 363 | 14 | | 68 | | | 352 | | 797 |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | | 428 | 469 | 1.036 | 1.246 | 1.429 | 1.066 | 700 | 654 | 125 | 7.153 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | | |
| consolidate | | 336 | 99 | 582 | 764 | 895 | 925 | 403 | 170 | 87 | 4.261 |
| joint venture e collegate | | | 205 | 14 | | 17 | | | 347 | | 583 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | | | |
| consolidate | | 92 | 7 | 440 | 482 | 466 | 141 | 297 | 132 | 38 | 2.095 |
| joint venture e collegate | | | 158 | | | 51 | | | 5 | | 214 |
| Vita utile residua delle riserve | (anni) | 8,6 | 6,6 | 7,1 | 11,3 | 11,0 | 20,5 | 10,8 | 14,5 | 15,6 | 10,6 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 112 | 21 | 79 | 398 | 37 | | 9 | 69 | | 100 |
| Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve | | 112 | 21 | 79 | 253 | 37 | | 518 | 58 | | 124 |

Riserve certe di idrocarburi

| | (milioni di boe) | | | | | | | | | |
|---|------------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|-------------|---------------------|--------------|
| | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
| 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 354 | 426 | 1.139 | 1.293 | 1.317 | 1.221 | 491 | 227 | 145 | 6.613 |
| di cui: sviluppate | 287 | 374 | 605 | 352 | 809 | 966 | 175 | 205 | 111 | 3.884 |
| non sviluppate | 67 | 52 | 534 | 941 | 508 | 255 | 316 | 22 | 34 | 2.729 |
| Acquisizioni | | | | | 2 | | | | | 2 |
| Revisioni di precedenti stime | 117 | 59 | 86 | 198 | 56 | (23) | (35) | 8 | | 466 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 1 | 2 | 7 | | | 10 | | | 20 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 108 | | 12 | 355 | | 4 | 4 | | 483 |
| Produzione | (49) | (69) | (175) | (84) | (119) | (48) | (43) | (36) | (8) | (631) |
| Cessioni | | | | (348) | (175) | | | | | (523) |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 422 | 525 | 1.052 | 1.078 | 1.436 | 1.150 | 427 | 203 | 137 | 6.430 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | | 14 | | 82 | | 2 | 779 | | 877 |
| di cui: sviluppate | | | 14 | | 26 | | 2 | 349 | | 391 |
| non sviluppate | | | | | 56 | | | 430 | | 486 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | 1 | | | | (286) | | | (285) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | | (7) | | (1) | (23) | | (32) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | | 14 | | 75 | | 1 | 470 | | 560 |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 422 | 525 | 1.066 | 1.078 | 1.511 | 1.150 | 428 | 673 | 137 | 6.990 |
| Sviluppate | 350 | 360 | 546 | 463 | 876 | 891 | 239 | 535 | 101 | 4.361 |
| consolidate | 350 | 360 | 532 | 463 | 856 | 891 | 238 | 176 | 101 | 3.967 |
| joint venture e collegate | | | 14 | | 20 | | 1 | 359 | | 394 |
| Non sviluppate | 72 | 165 | 520 | 615 | 635 | 259 | 189 | 138 | 36 | 2.629 |
| consolidate | 72 | 165 | 520 | 615 | 580 | 259 | 189 | 27 | 36 | 2.463 |
| joint venture e collegate | | | | | 55 | | | 111 | | 166 |
| Vita utile residua delle riserve | (anni) | 8,6 | 7,6 | 6,1 | 12,8 | 12,0 | 24,0 | 9,7 | 11,4 | 10,5 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 239 | 243 | 51 | 258 | 326 | (48) | (48) | (464) | 103 |
| Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve | | 239 | 243 | 51 | (156) | 189 | (48) | (48) | (464) | 25 |

Riserve certe di idrocarburi

| | | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------------|--------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|
| | (milioni di boe) | | | | | | | | | | |
| 2016 | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | 465 | 495 | 1.194 | 500 | 1.282 | 1.198 | 422 | 269 | 150 | 5.975 |
| di cui: sviluppate | | 362 | 404 | 630 | 380 | 764 | 689 | 159 | 217 | 115 | 3.720 |
| non sviluppate | | 103 | 91 | 564 | 120 | 518 | 509 | 263 | 52 | 35 | 2.255 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | (62) | 1 | 110 | (20) | 157 | 63 | 111 | 1 | 4 | 365 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 1 | 1 | | | | | | | 2 |
| Estensioni e nuove scoperte | | | 2 | 1 | 881 | | | 3 | | | 887 |
| Produzione | | (49) | (73) | (167) | (68) | (122) | (40) | (45) | (43) | (9) | (616) |
| Cessioni | | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | 354 | 426 | 1.139 | 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 |
| di cui: sviluppate | | | | 14 | | 22 | | 2 | 265 | | 303 |
| non sviluppate | | | | | | 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 | 1.153 | 1.293 | 1.399 | 1.221 | 493 | 1.006 | 145 | 7.490 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | | |
| consolidate | | 287 | 374 | 605 | 352 | 809 | 966 | 175 | 205 | 111 | 3.884 |
| joint venture e collegate | | | | 14 | | 26 | | 2 | 349 | | 391 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | | | |
| consolidate | | 67 | 52 | 534 | 941 | 564 | 255 | 316 | 452 | 34 | 3.215 |
| joint venture e collegate | | | | | | 56 | | | 430 | | 486 |
| Vita utile residua delle riserve | (anni) | 7,2 | 5,8 | 6,9 | 19,0 | 11,2 | 30,5 | 10,5 | 15,5 | 16,1 | 11,6 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | (127) | 5 | 67 | 1.266 | 124 | 158 | 243 | (12) | 44 | 193 |
| Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve | | (127) | 5 | 67 | 1.266 | 124 | 158 | 243 | (12) | 44 | 193 |

Riserve certe di idrocarburi

| | (milioni di boe) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakistan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------------|------------|----------------|-----------------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|--------------|
| 2015 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | 503 | 544 | 1.740 | 1.239 | 1.069 | 285 | 232 | 160 | 5.772 |
| di cui: sviluppate | | 401 | 335 | 904 | 702 | 589 | 112 | 188 | 135 | 3.366 |
| non sviluppate | | 102 | 209 | 836 | 537 | 480 | 173 | 44 | 25 | 2.406 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | 23 | 19 | 168 | 169 | 164 | 163 | 76 | (1) | 781 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | 2 | | | | | | 2 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 1 | | 24 | 14 | | 21 | 6 | | 66 |
| Produzione | | (62) | (68) | (240) | (124) | (35) | (47) | (44) | (9) | (629) |
| Cessioni | | | | | (16) | | | (1) | | (17) |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | 465 | 495 | 1.694 | 1.282 | 1.198 | 422 | 269 | 150 | 5.975 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | | 16 | 81 | | 5 | 728 | | 830 |
| di cui: sviluppate | | | | 15 | 23 | | 3 | 26 | | 67 |
| non sviluppate | | | | 1 | 58 | | 2 | 702 | | 763 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | | | 6 | | 1 | 91 | | 98 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | | (2) | | | (2) | (9) | | (13) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | | | 14 | 87 | | 4 | 810 | | 915 |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | | 465 | 495 | 1.708 | 1.369 | 1.198 | 426 | 1.079 | 150 | 6.890 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | | 362 | 404 | 1.010 | 764 | 689 | 159 | 217 | 115 | 3.720 |
| joint venture e collegate | | | | 14 | 22 | | 2 | 265 | | 303 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | | 103 | 91 | 684 | 583 | 509 | 265 | 597 | 35 | 2.867 |
| joint venture e collegate | | | | | 65 | | 2 | 545 | | 612 |
| Vita utile residua delle riserve | (anni) | 7,5 | 7,3 | 7,1 | 11,0 | 34,5 | 8,6 | 20,1 | 16,0 | 10,7 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 38 | 28 | 80 | 153 | 473 | 375 | 324 | | 148 |
| Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve | | 38 | 28 | 80 | 139 | 473 | 375 | 322 | | 145 |

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 | |
| di cui: sviluppate | 408 | 343 | 1.003 | 701 | 566 | 90 | 153 | 123 | 3.387 | |
| non sviluppate | 91 | 214 | 780 | 454 | 469 | 173 | 87 | 53 | 2.321 | |
| Acquisizioni | | 4 | | | | | | | 4 | |
| Revisioni di precedenti stime | 68 | 53 | 154 | 110 | 64 | 45 | 26 | (7) | 513 | |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 3 | 1 | 2 | | | | 6 | |
| Estensioni e nuove scoperte | 1 | 1 | 5 | 98 | | 11 | 8 | | 124 | |
| Produzione | (65) | (70) | (205) | (118) | (32) | (34) | (42) | (9) | (575) | |
| Cessioni | | (1) | | (7) | | | | | (8) | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 503 | 544 | 1.740 | 1.239 | 1.069 | 285 | 232 | 160 | 5.772 | |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | | | 19 | 75 | | 7 | 726 | | 827 | |
| di cui: sviluppate | | | 19 | | | 3 | 18 | | 40 | |
| non sviluppate | | | | 75 | | 4 | 708 | | 787 | |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | (1) | 7 | | | 5 | | 11 | |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (2) | (1) | | (2) | (3) | | (8) | |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | 16 | 81 | | 5 | 728 | | 830 | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 503 | 544 | 1.756 | 1.320 | 1.069 | 290 | 960 | 160 | 6.602 | |
| Sviluppate | 401 | 335 | 919 | 725 | 589 | 115 | 214 | 135 | 3.433 | |
| consolidate | 401 | 335 | 904 | 702 | 589 | 112 | 188 | 135 | 3.366 | |
| joint venture e collegate | | | 15 | 23 | | 3 | 26 | | 67 | |
| Non sviluppate | 102 | 209 | 837 | 595 | 480 | 175 | 746 | 25 | 3.169 | |
| consolidate | 102 | 209 | 836 | 537 | 480 | 173 | 44 | 25 | 2.406 | |
| joint venture e collegate | | | 1 | 58 | | 2 | 702 | | 763 | |
| Vita utile residua delle riserve | (anni) | 7,7 | 7,8 | 8,5 | 11,1 | 33,4 | 8,1 | 21,3 | 17,8 | 11,3 |
| Tasso di rimpiazzo organico delle riserve | (%) | 106 | 77 | 78 | 182 | 206 | 156 | 87 | | 112 |
| Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve | | 106 | 81 | 78 | 176 | 206 | 156 | 87 | | 112 |

Riserve certe di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2018 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 215 | 360 | 476 | 280 | 764 | 766 | 232 | 162 | 7 | 3.262 |
| di cui: sviluppate | 169 | 219 | 306 | 203 | 546 | 547 | 81 | 144 | 5 | 2.220 |
| non sviluppate | 46 | 141 | 170 | 77 | 218 | 219 | 151 | 18 | 2 | 1.042 |
| Acquisizioni | | | | | | | 319 | | | 319 |
| Revisioni di precedenti stime | 15 | 6 | 73 | 21 | 30 | (27) | (54) | 23 | (1) | 86 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | 7 | | | 6 | | | 13 |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | 13 | | 1 | 86 | | 100 |
| Produzione | (22) | (40) | (56) | (28) | (89) | (35) | (28) | (19) | (1) | (318) |
| Cessioni | | (278) | | (1) | | | | | | (279) |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | 208 | 48 | 493 | 279 | 718 | 704 | 476 | 252 | 5 | 3.183 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | | 12 | | 12 | | | 136 | | 160 |
| di cui: sviluppate | | | 12 | | 6 | | | 25 | | 43 |
| non sviluppate | | | | | 6 | | | 111 | | 117 |
| Acquisizioni | | 297 | | | | | | | | 297 |
| Revisioni di precedenti stime | | | | | 1 | | | (96) | | (95) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | | (1) | | | (3) | | (5) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | | 297 | 11 | | 12 | | | 37 | | 357 |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | 208 | 345 | 504 | 279 | 730 | 704 | 476 | 289 | 5 | 3.540 |
| Sviluppate | 156 | 198 | 328 | 153 | 559 | 587 | 252 | 175 | 5 | 2.413 |
| consolidate | 156 | 44 | 317 | 153 | 551 | 587 | 252 | 143 | 5 | 2.208 |
| joint venture e collegate | | 154 | 11 | | 8 | | | 32 | | 205 |
| Non sviluppate | 52 | 147 | 176 | 126 | 171 | 117 | 224 | 114 | | 1.127 |
| consolidate | 52 | 4 | 176 | 126 | 167 | 117 | 224 | 109 | | 975 |
| joint venture e collegate | | 143 | | | 4 | | | 5 | | 152 |

Riserve certe di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 176 | 264 | 454 | 281 | 809 | 767 | 307 | 163 | 9 | 3.230 |
| di cui: <i>sviluppate</i> | 132 | 228 | 287 | 205 | 507 | 556 | 124 | 143 | 8 | 2.190 |
| non sviluppate | 44 | 36 | 167 | 76 | 302 | 211 | 183 | 20 | 1 | 1.040 |
| Acquisizioni | | | | | 2 | | | | | 2 |
| Revisioni di precedenti stime | 59 | 29 | 73 | 21 | 31 | 29 | (69) | 19 | (1) | 191 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 1 | 6 | 7 | | | 9 | | | 23 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 103 | 1 | | 18 | | 4 | 3 | | 129 |
| Produzione | (20) | (37) | (58) | (26) | (90) | (30) | (19) | (23) | (1) | (304) |
| Cessioni | | | | (3) | (6) | | | | | (9) |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 215 | 360 | 476 | 280 | 764 | 766 | 232 | 162 | 7 | 3.262 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | | 13 | | 15 | | | 140 | | 168 |
| di cui: <i>sviluppate</i> | | | 13 | | 8 | | | 22 | | 43 |
| non sviluppate | | | | | 7 | | | 118 | | 125 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | | | (2) | | | 1 | | (1) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | | (1) | | | (5) | | (7) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | | 12 | | 12 | | | 136 | | 160 |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 215 | 360 | 488 | 280 | 776 | 766 | 232 | 298 | 7 | 3.422 |
| Sviluppate | 169 | 219 | 318 | 203 | 552 | 547 | 81 | 169 | 5 | 2.263 |
| consolidate | 169 | 219 | 306 | 203 | 546 | 547 | 81 | 144 | 5 | 2.220 |
| joint venture e collegate | | | 12 | | 6 | | | 25 | | 43 |
| Non sviluppate | 46 | 141 | 170 | 77 | 224 | 219 | 151 | 129 | 2 | 1.159 |
| consolidate | 46 | 141 | 170 | 77 | 218 | 219 | 151 | 18 | 2 | 1.042 |
| joint venture e collegate | | | | | 6 | | | 111 | | 117 |

Riserve certe di petrolio

| (milioni di barili) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|------------|----------------|-----------------------|------------|----------------------|------------|-----------------|------------|---------------------|--------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | 228 | 305 | 494 | 327 | 787 | 771 | 262 | 189 | 9 | 3.372 |
| di cui: sviluppate | 171 | 237 | 312 | 230 | 511 | 355 | 126 | 149 | 9 | 2.100 |
| non sviluppate | 57 | 68 | 182 | 97 | 276 | 416 | 136 | 40 | | 1.272 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | (35) | (4) | 19 | (26) | 113 | 20 | 73 | (1) | 1 | 160 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 1 | 1 | | | | | | | 2 |
| Estensioni e nuove scoperte | | 2 | 1 | 8 | | | | | | 11 |
| Produzione | (17) | (40) | (61) | (28) | (91) | (24) | (28) | (25) | (1) | (315) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 176 | 264 | 454 | 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 | 467 | 281 | 824 | 767 | 307 | 303 | 9 | 3.398 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | 132 | 228 | 287 | 205 | 507 | 556 | 124 | 143 | 8 | 2.190 |
| joint venture e collegate | | | 13 | | 8 | | | 22 | | 43 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | 44 | 36 | 167 | 76 | 302 | 211 | 183 | 20 | 1 | 1.040 |
| joint venture e collegate | | | | | 7 | | | 118 | | 125 |

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

Riserve certe di 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 |
| di cui: sviluppate | 177 | 179 | 561 | 465 | 295 | 38 | 96 | 20 | 1.831 |
| non sviluppate | 43 | 151 | 269 | 258 | 384 | 90 | 51 | 2 | 1.248 |
| Acquisizioni | | 1 | | | | | | | 1 |
| Revisioni di precedenti stime | 49 | 35 | 32 | 70 | 35 | 16 | 22 | (7) | 252 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | 3 | 1 | 2 | | | | 6 |
| Estensioni e nuove scoperte | 1 | | 2 | 36 | | | 5 | | 44 |
| Produzione | (27) | (34) | (91) | (84) | (19) | (13) | (27) | (2) | (297) |
| Cessioni | | (1) | | (7) | | | | | (8) |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 243 | 331 | 776 | 739 | 697 | 131 | 147 | 13 | 3.077 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | | | 16 | 15 | | 1 | 116 | | 148 |
| di cui: sviluppate | | | 16 | | | | 19 | | 35 |
| non sviluppate | | | | 15 | | 1 | 97 | | 113 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | (1) | 3 | | | 5 | | 7 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (1) | (1) | | | (4) | | (6) |
| Cessioni | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | 14 | 17 | | 1 | 117 | | 149 |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 243 | 331 | 790 | 756 | 697 | 132 | 264 | 13 | 3.226 |
| Sviluppate | | | | | | | | | |
| consolidate | 184 | 174 | 521 | 470 | 306 | 64 | 116 | 12 | 1.847 |
| joint venture e collegate | | | 13 | 7 | | | 26 | | 46 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | |
| consolidate | 59 | 157 | 255 | 269 | 391 | 67 | 31 | 1 | 1.230 |
| joint venture e collegate | | | 1 | 10 | | 1 | 91 | | 103 |

Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 2018 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 32.003 | 25.390 | 89.071 | 123.210 | 103.629 | 59.697 | 30.133 | 6.370 | 20.054 | 489.557 |
| di cui: sviluppate | 27.962 | 21.829 | 34.913 | 40.228 | 47.949 | 53.179 | 24.376 | 4.842 | 14.709 | 269.987 |
| non sviluppate | 4.041 | 3.561 | 54.158 | 82.982 | 55.680 | 6.518 | 5.757 | 1.528 | 5.345 | 219.570 |
| Acquisizioni | | | | | | | 1.966 | | | 1.966 |
| Revisioni di precedenti stime | 3.914 | 1.402 | 6.217 | 63.365 | 647 | (632) | 2.293 | 1.266 | (441) | 78.031 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 2 | | | | | | | | 2 |
| Estensioni e nuove scoperte | 2.446 | | | | 188 | | 5.797 | 2.165 | | 10.596 |
| Produzione | (4.405) | (4.599) | (13.426) | (12.594) | (5.224) | (2.741) | (5.693) | (1.231) | (1.181) | (51.094) |
| Cessioni | | (13.140) | | (24.615) | | | (50) | (731) | | (38.536) |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | 33.958 | 9.055 | 81.862 | 149.366 | 99.240 | 56.324 | 34.446 | 7.839 | 18.432 | 490.522 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | | 371 | | 9.879 | | 41 | 51.505 | | 61.796 |
| di cui: sviluppate | | | 371 | | 2.348 | | 41 | 51.505 | | 54.265 |
| non sviluppate | | | | | 7.531 | | | | | 7.531 |
| Acquisizioni | | 10.202 | | | | | | | | 10.202 |
| Revisioni di precedenti stime | | | 57 | | (169) | | | (601) | | (713) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (46) | | (922) | | (22) | (2.291) | | (3.281) |
| Cessioni | | | | | | | (19) | | | (19) |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | | 10.202 | 382 | | 8.788 | | | 48.613 | | 67.985 |
| Riserve al 31 dicembre 2018 | 33.958 | 19.257 | 82.244 | 149.366 | 108.028 | 56.324 | 34.446 | 56.452 | 18.432 | 558.507 |
| Sviluppate | 27.744 | 16.318 | 41.349 | 94.332 | 54.606 | 52.263 | 23.271 | 52.964 | 12.796 | 375.643 |
| consolidate | 27.744 | 8.502 | 40.967 | 94.332 | 52.973 | 52.263 | 23.271 | 4.351 | 12.796 | 317.199 |
| joint venture e collegate | | 7.816 | 382 | | 1.633 | | | 48.613 | | 58.444 |
| Non sviluppate | 6.214 | 2.939 | 40.895 | 55.034 | 53.422 | 4.061 | 11.175 | 3.488 | 5.636 | 182.864 |
| consolidate | 6.214 | 553 | 40.895 | 55.034 | 46.267 | 4.061 | 11.175 | 3.488 | 5.636 | 173.323 |
| joint venture e collegate | | 2.386 | | | 7.155 | | | | | 9.541 |

Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 27.648 | 24.889 | 105.872 | 156.316 | 78.369 | 70.349 | 28.395 | 9.993 | 20.964 | 522.795 |
| di cui: sviluppate | 23.925 | 22.674 | 49.054 | 22.630 | 46.769 | 63.391 | 7.911 | 9.580 | 15.822 | 261.756 |
| non sviluppate | 3.723 | 2.215 | 56.818 | 133.686 | 31.600 | 6.958 | 20.484 | 413 | 5.142 | 261.039 |
| Acquisizioni | | | | | 33 | | | | | 33 |
| Revisioni di precedenti stime | 8.920 | 4.606 | 1.861 | 27.439 | 3.788 | (7.926) | 5.313 | (1.727) | 175 | 42.449 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | 6 | (544) | | | | | | | (538) |
| Estensioni e nuove scoperte | | 812 | | 1.797 | 52.061 | | | 111 | | 54.781 |
| Produzione | (4.565) | (4.923) | (18.118) | (8.917) | (4.591) | (2.726) | (3.575) | (2.007) | (1.085) | (50.507) |
| Cessioni | | | | (53.425) | (26.031) | | | | | (79.456) |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 32.003 | 25.390 | 89.071 | 123.210 | 103.629 | 59.697 | 30.133 | 6.370 | 20.054 | 489.557 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | | | 414 | | 10.421 | | 149 | 98.633 | | 109.617 |
| di cui: sviluppate | | | 414 | | 2.927 | | 149 | 50.445 | | 53.935 |
| non sviluppate | | | | | 7.494 | | | 48.188 | | 55.682 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | (1) | | 378 | | 6 | (44.333) | | (43.950) |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (42) | | (920) | | (114) | (2.795) | | (3.871) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | | | 371 | | 9.879 | | 41 | 51.505 | | 61.796 |
| Riserve al 31 dicembre 2017 | 32.003 | 25.390 | 89.442 | 123.210 | 113.508 | 59.697 | 30.174 | 57.875 | 20.054 | 551.353 |
| Sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | 27.962 | 21.829 | 34.913 | 40.228 | 47.949 | 53.179 | 24.376 | 4.842 | 14.709 | 269.987 |
| joint venture e collegate | | | 371 | | 2.348 | | 41 | 51.505 | | 54.265 |
| Non sviluppate | | | | | | | | | | |
| consolidate | 4.041 | 3.561 | 54.158 | 82.982 | 55.680 | 6.518 | 5.757 | 1.528 | 5.345 | 219.570 |
| joint venture e collegate | | | | | 7.531 | | | | | 7.531 |

Riserve certe di gas naturale

| (milioni di metri cubi) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2015 | 36.905 | 29.594 | 109.064 | 26.817 | 76.856 | 66.649 | 24.864 | 12.419 | 21.793 | 404.961 |
| di cui: <i>sviluppate</i> | 29.757 | 26.034 | 49.404 | 23.264 | 39.367 | 51.832 | 5.225 | 10.549 | 16.562 | 251.994 |
| non sviluppate | 7.148 | 3.560 | 59.660 | 3.553 | 37.489 | 14.817 | 19.639 | 1.870 | 5.231 | 152.967 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | (4.374) | 495 | 13.330 | 710 | 6.324 | 6.334 | 5.657 | 228 | 352 | 29.056 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | 6 | 134.980 | | | 421 | 5 | | 135.412 |
| Produzione | (4.883) | (5.200) | (16.528) | (6.191) | (4.811) | (2.634) | (2.547) | (2.659) | (1.181) | (46.634) |
| Cessioni | | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2016 | 27.648 | 24.889 | 105.872 | 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: <i>sviluppate</i> | | | 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 | 106.286 | 156.316 | 88.790 | 70.349 | 28.544 | 108.626 | 20.964 | 632.412 |
| Sviluppate | 23.925 | 22.674 | 49.468 | 22.630 | 49.696 | 63.391 | 8.060 | 60.025 | 15.822 | 315.691 |
| consolidate | 23.925 | 22.674 | 49.054 | 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 | 56.818 | 133.686 | 39.094 | 6.958 | 20.484 | 48.601 | 5.142 | 316.721 |
| consolidate | 3.723 | 2.215 | 56.818 | 133.686 | 31.600 | 6.958 | 20.484 | 413 | 5.142 | 261.039 |
| joint venture e collegate | | | | | 7.494 | | | 48.188 | | 55.682 |

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 | | | | | | | | | |
| 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 | | | | | | | | | |
| consolidate | 7.148 | 3.560 | 63.213 | 46.080 | 14.817 | 19.738 | 66.578 | 5.231 | 226.365 |
| 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 | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|-----------------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|---------------------|-----------------|
| 2014 | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | 43.329 | 35.341 | 148.162 | 67.202 | 55.402 | 21.089 | 14.397 | 24.001 | 408.923 |
| di cui: sviluppate | 35.835 | 25.587 | 68.864 | 36.666 | 42.144 | 8.101 | 8.769 | 15.894 | 241.860 |
| non sviluppate | 7.494 | 9.754 | 79.298 | 30.536 | 13.258 | 12.988 | 5.628 | 8.107 | 167.063 |
| Acquisizioni | | 607 | | | | | | | 607 |
| Revisioni di precedenti stime | 3.189 | 2.790 | 18.923 | 6.054 | 4.685 | 4.414 | 638 | (37) | 40.656 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | 8 | 549 | 9.646 | | 1.683 | 464 | | 12.350 |
| Produzione | (6.034) | (5.531) | (12.765) | (5.245) | (2.074) | (3.208) | (2.253) | (1.143) | (43.253) |
| Cessioni | | (19) | | (6) | | | | | (25) |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 40.484 | 33.196 | 149.869 | 77.651 | 58.013 | 23.978 | 13.246 | 22.821 | 419.258 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2013 | | | 421 | 9.350 | | 803 | 94.955 | | 105.529 |
| di cui: sviluppate | | | 418 | | | 382 | 151 | | 951 |
| non sviluppate | | | 3 | 9.350 | | 421 | 94.804 | | 104.578 |
| Acquisizioni | | | | | | | | | |
| Revisioni di precedenti stime | | | 53 | 713 | | (54) | (3) | | 709 |
| Miglioramenti di recupero assistito | | | | | | | | | |
| Estensioni e nuove scoperte | | | | | | | | | |
| Produzione | | | (55) | (106) | | (239) | (9) | | (409) |
| Cessioni | | | | | | | | | |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | | | 419 | 9.957 | | 510 | 94.943 | | 105.829 |
| Riserve al 31 dicembre 2014 | 40.484 | 33.196 | 150.288 | 87.608 | 58.013 | 24.488 | 108.189 | 22.821 | 525.087 |
| Sviluppate | 33.754 | 25.125 | 60.170 | 38.520 | 43.966 | 7.666 | 11.286 | 19.102 | 239.589 |
| consolidate | 33.754 | 25.125 | 59.755 | 35.980 | 43.966 | 7.393 | 11.141 | 19.102 | 236.216 |
| joint venture e collegate | | | 415 | 2.540 | | 273 | 145 | | 3.373 |
| Non sviluppate | 6.730 | 8.071 | 90.118 | 49.088 | 14.047 | 16.822 | 96.903 | 3.719 | 285.498 |
| consolidate | 6.730 | 8.071 | 90.114 | 41.671 | 14.047 | 16.585 | 2.105 | 3.719 | 183.042 |
| joint venture e collegate | | | 4 | 7.417 | | 237 | 94.798 | | 102.456 |

Produzione di idrocarburi^(a)

| Società consolidate | (migliaia di boe/giorno) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 138 | 134 | 133 | 169 | 179 |
| Resto d'Europa | | 194 | 189 | 201 | 185 | 190 |
| Croazia | | 2 | 3 | 5 | 4 | 7 |
| Norvegia | | 134 | 129 | 133 | 105 | 112 |
| Regno Unito | | 58 | 57 | 63 | 76 | 71 |
| Africa Settentrionale | | 392 | 479 | 458 | 469 | 356 |
| Algeria | | 85 | 90 | 98 | 96 | 109 |
| Libia | | 302 | 384 | 353 | 365 | 239 |
| Tunisia | | 5 | 5 | 7 | 8 | 8 |
| Egitto | | 300 | 230 | 185 | 189 | 206 |
| Africa Sub-Sahariana | | 337 | 327 | 333 | 341 | 323 |
| Angola | | 127 | 126 | 118 | 101 | 82 |
| Congo | | 92 | 83 | 98 | 103 | 106 |
| Ghana | | 18 | 9 | | | |
| Nigeria | | 100 | 109 | 117 | 137 | 135 |
| Kazakhstan | | 143 | 132 | 111 | 95 | 88 |
| Resto dell'Asia | | 177 | 116 | 123 | 130 | 93 |
| Cina | | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 |
| Emirati Arabi Uniti | | 40 | | | | |
| India | | | | | 1 | 1 |
| Indonesia | | 71 | 38 | 12 | 12 | 11 |
| Iran | | | | | 22 | 1 |
| Iraq | | 34 | 43 | 67 | 40 | 21 |
| Pakistan | | 20 | 24 | 32 | 41 | 45 |
| Turkmenistan | | 11 | 9 | 10 | 11 | 10 |
| America | | 75 | 99 | 116 | 122 | 115 |
| Ecuador | | 12 | 12 | 10 | 11 | 12 |
| Stati Uniti | | 56 | 77 | 93 | 98 | 92 |
| Trinidad e Tobago | | 7 | 10 | 13 | 13 | 11 |
| Australia e Oceania | | 23 | 22 | 24 | 26 | 26 |
| Australia | | 23 | 22 | 24 | 26 | 26 |
| | | 1.779 | 1.728 | 1.684 | 1.726 | 1.576 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | |
| Angola | | 19 | 20 | 6 | | 2 |
| Indonesia | | 1 | 3 | 4 | 5 | 5 |
| Tunisia | | 4 | 4 | 4 | 4 | 5 |
| Venezuela | | 48 | 61 | 61 | 25 | 10 |
| | | 72 | 88 | 75 | 34 | 22 |
| Totale | | 1.851 | 1.816 | 1.759 | 1.760 | 1.598 |

[a] Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo [119, 97, 88, 73 e 81 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2018, 2017, 2016, 2015 e 2014].

Produzione di petrolio e condensati

| Società consolidate | (migliaia di barili/giorno) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 60 | 53 | 47 | 69 | 73 |
| Resto d'Europa | | 113 | 102 | 109 | 85 | 93 |
| Croazia | | | | | | |
| Norvegia | | 89 | 81 | 86 | 57 | 62 |
| Regno Unito | | 24 | 21 | 23 | 28 | 31 |
| Africa Settentrionale | | 154 | 158 | 165 | 172 | 160 |
| Algeria | | 65 | 68 | 77 | 79 | 83 |
| Libia | | 86 | 87 | 84 | 89 | 73 |
| Tunisia | | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 |
| Egitto | | 77 | 72 | 76 | 96 | 88 |
| Africa Sub-Sahariana | | 244 | 247 | 247 | 256 | 231 |
| Angola | | 111 | 119 | 108 | 96 | 75 |
| Congo | | 65 | 63 | 71 | 78 | 80 |
| Ghana | | 15 | 8 | | | |
| Nigeria | | 53 | 57 | 68 | 82 | 76 |
| Kazakhstan | | 94 | 83 | 65 | 56 | 52 |
| Resto dell'Asia | | 77 | 53 | 78 | 77 | 36 |
| Cina | | 1 | 2 | 2 | 3 | 4 |
| Emirati Arabi Uniti | | 39 | | | | |
| Indonesia | | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 |
| Iran | | | | | 22 | 1 |
| Iraq | | 28 | 40 | 64 | 40 | 21 |
| Pakistan | | | | | | |
| Turkmenistan | | 6 | 8 | 9 | 10 | 9 |
| America | | 52 | 63 | 69 | 75 | 74 |
| Ecuador | | 12 | 12 | 10 | 11 | 12 |
| Stati Uniti | | 40 | 51 | 59 | 64 | 62 |
| Australia e Oceania | | 2 | 2 | 3 | 5 | 6 |
| Australia | | 2 | 2 | 3 | 5 | 6 |
| | | 873 | 833 | 859 | 891 | 813 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | |
| Angola | | 3 | 3 | 1 | | |
| Indonesia | | | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Tunisia | | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 |
| Venezuela | | 8 | 12 | 14 | 12 | 10 |
| | | 14 | 19 | 19 | 17 | 15 |
| Totale | | 887 | 852 | 878 | 908 | 828 |

Produzione di gas naturale

| Società consolidate | (milioni di metri cubi/giorno) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|--------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 12,1 | 12,5 | 13,3 | 15,5 | 16,5 |
| Resto d'Europa | | 12,6 | 13,5 | 14,1 | 15,6 | 15,2 |
| Croazia | | 0,3 | 0,5 | 0,7 | 0,6 | 1,1 |
| Norvegia | | 6,9 | 7,5 | 7,3 | 7,5 | 7,8 |
| Regno Unito | | 5,4 | 5,5 | 6,1 | 7,5 | 6,3 |
| Africa Settentrionale | | 36,8 | 49,6 | 45,2 | 46,1 | 30,3 |
| Algeria | | 3,0 | 3,3 | 3,3 | 2,7 | 4,0 |
| Libia | | 33,4 | 46,0 | 41,5 | 43,0 | 25,8 |
| Tunisia | | 0,4 | 0,3 | 0,4 | 0,4 | 0,5 |
| Egitto | | 34,5 | 24,4 | 16,9 | 14,4 | 18,4 |
| Africa Sub-Sahariana | | 14,3 | 12,6 | 13,2 | 13,3 | 14,4 |
| Angola | | 2,4 | 1,3 | 1,4 | 0,9 | 1,1 |
| Congo | | 4,3 | 3,2 | 4,2 | 3,9 | 4,1 |
| Ghana | | 0,5 | 0,1 | | | |
| Nigeria | | 7,1 | 8,0 | 7,6 | 8,5 | 9,2 |
| Kazakhstan | | 7,5 | 7,5 | 7,2 | 6,2 | 5,7 |
| Resto dell'Asia | | 15,6 | 9,8 | 7,0 | 8,2 | 8,7 |
| Emirati Arabi Uniti | | 0,1 | | | | |
| India | | | | | 0,1 | 0,1 |
| Indonesia | | 10,7 | 5,3 | 1,4 | 1,5 | 1,4 |
| Iraq | | 1,0 | 0,6 | 0,5 | | |
| Pakistan | | 3,0 | 3,7 | 4,9 | 6,4 | 7,0 |
| Turkmenistan | | 0,8 | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| America | | 3,4 | 5,5 | 7,3 | 7,3 | 6,2 |
| Stati Uniti | | 2,4 | 3,9 | 5,3 | 5,3 | 4,5 |
| Trinidad e Tobago | | 1,0 | 1,6 | 2,0 | 2,0 | 1,7 |
| Australia e Oceania | | 3,2 | 3,0 | 3,2 | 3,2 | 3,1 |
| Australia | | 3,2 | 3,0 | 3,2 | 3,2 | 3,1 |
| | | 140,0 | 138,4 | 127,4 | 129,8 | 118,5 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | |
| Angola | | 2,5 | 2,5 | 0,8 | | 0,3 |
| Indonesia | | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 0,7 | 0,7 |
| Tunisia | | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,1 |
| Venezuela | | 6,3 | 7,7 | 7,2 | 1,9 | |
| | | 9,0 | 10,6 | 8,7 | 2,8 | 1,1 |
| Totale | | 149,0 | 149,0 | 136,1 | 132,6 | 119,6 |

Produzione venduta di idrocarburi

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Produzione di idrocarburi | (milioni di boe) | 675,6 | 662,7 | 643,8 | 642,4 | 583,1 |
| Variazione rimanenze/altre | | (7,1) | (5,2) | (3,1) | (1,9) | (4,2) |
| Autoconsumi di idrocarburi | | (43,5) | (35,2) | (32,1) | (26,4) | (29,4) |
| Produzione venduta di idrocarburi^(a) | | 625,0 | 622,3 | 608,6 | 614,1 | 549,5 |
| petrolio | (milioni di barili) | 319,97 | 308,34 | 320,13 | 330,12 | 299,78 |
| - di cui ai settori mid-downstream | | 221,33 | 216,55 | 216,24 | 201,92 | 184,74 |
| gas naturale | (miliardi di metri cubi) | 47,15 | 48,52 | 44,58 | 44,17 | 38,83 |
| - di cui a settore G&P | | 9,88 | 9,75 | 9,82 | 11,17 | 10,51 |

(a) Include 25,1 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2018 (27,3, 24, 11,4 e 6,1 milioni di boe nel 2017, 2016, 2015 e 2014, rispettivamente).

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2018

| | 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 | | 317 | 13.757 | 9.409 | 58.376 | 36.923 | | 101 | 97 |
| Italia | 1926 | 140 | 9.962 | 8.303 | 8.871 | 6.684 | Onshore/Offshore | 72 | 56 |
| Resto d'Europa | | 177 | 3.795 | 1.106 | 49.505 | 30.239 | | 29 | 41 |
| Cipro | 2013 | 6 | | | 22.790 | 17.111 | Offshore | | |
| Groenlandia | 2013 | 2 | | | 4.890 | 1.909 | Offshore | | |
| Montenegro | 2016 | 1 | | | 1.228 | 614 | Offshore | | |
| Norvegia | 1965 | 106 | 2.886 | 492 | 9.630 | 2.136 | Offshore | 19 | 39 |
| Portogallo | 2014 | 3 | | | 4.547 | 3.182 | Offshore | | |
| Regno Unito | 1964 | 57 | 909 | 614 | 3.719 | 3.404 | Offshore | 10 | 2 |
| Altri Paesi | | 2 | | | 2.701 | 1.883 | Offshore | | |
| AFRICA | | 261 | 46.263 | 11.844 | 258.232 | 153.855 | | 273 | 123 |
| Africa Settentrionale | | 64 | 8.846 | 3.640 | 48.760 | 30.292 | | 68 | 27 |
| Algeria | 1981 | 42 | 3.283 | 1.124 | 187 | 31 | Onshore | 34 | 9 |
| Libia | 1959 | 11 | 1.963 | 958 | 24.673 | 12.336 | Onshore/Offshore | 11 | 15 |
| Marocco | 2016 | 1 | | | 23.900 | 17.925 | Offshore | | |
| Tunisia | 1961 | 10 | 3.600 | 1.558 | | | Onshore/Offshore | 23 | 3 |
| Egitto | 1954 | 53 | 5.423 | 2.018 | 10.480 | 3.230 | Onshore/Offshore | 40 | 23 |
| Africa Sub-Sahariana | | 144 | 31.994 | 6.186 | 198.992 | 120.333 | | 165 | 73 |
| Angola | 1980 | 58 | 8.200 | 1.064 | 13.241 | 4.239 | Onshore/Offshore | 60 | 25 |
| Congo | 1968 | 25 | 1.430 | 843 | 1.320 | 628 | Onshore/Offshore | 23 | 3 |
| Costa d'Avorio | 2015 | 3 | | | 4.010 | 2.905 | Offshore | | |
| Gabon | 2008 | 4 | | | 4.107 | 4.107 | Onshore/Offshore | | 1 |
| Ghana | 2009 | 3 | 226 | 100 | 1.127 | 479 | Offshore | 1 | |
| Kenya | 2012 | 6 | | | 50.677 | 43.948 | Offshore | | |
| Mozambico | 2007 | 6 | | | 3.911 | 978 | Offshore | | 6 |
| Nigeria | 1962 | 34 | 22.138 | 4.179 | 8.631 | 3.543 | Onshore/Offshore | 81 | 38 |
| Sud Africa | 2014 | 1 | | | 65.505 | 26.202 | Offshore | | |
| Altri Paesi | | 4 | | | 46.463 | 33.304 | Onshore | | |
| ASIA | | 61 | 13.024 | 3.368 | 285.289 | 178.046 | | 24 | 22 |
| Kazakhstan | 1992 | 7 | 2.391 | 442 | 3.890 | 1.101 | Onshore/Offshore | 2 | 4 |
| Resto dell'Asia | | 54 | 10.633 | 2.926 | 281.399 | 176.945 | | 22 | 18 |
| Cina | 1984 | 7 | 77 | 13 | 5.215 | 5.215 | Offshore | 5 | |
| Emirati Arabi Uniti | 2018 | 3 | 2.949 | 217 | 5.020 | 1.255 | Offshore | 3 | 9 |
| India | 2005 | 1 | | | 13.110 | 5.244 | Offshore | | |
| Indonesia | 2001 | 13 | 2.943 | 1.198 | 22.230 | 22.571 | Onshore/Offshore | 2 | 9 |
| Iraq | 2009 | 1 | 1.074 | 446 | | | Onshore | 1 | |
| Libano | 2018 | 2 | | | 3.653 | 1.461 | Offshore | | |
| Myanmar | 2014 | 4 | | | 24.080 | 13.558 | Onshore/Offshore | | |
| Oman | 2017 | 1 | | | 90.760 | 77.146 | Offshore | | |
| Pakistan | 2000 | 12 | 3.390 | 872 | 11.486 | 4.914 | Onshore/Offshore | 9 | |
| Russia | 2007 | 2 | | | 53.930 | 17.975 | 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 | | 252 | 4.419 | 3.056 | 12.543 | 6.247 | | 42 | 15 |
| Ecuador | 1988 | 1 | 1.985 | 1.985 | | | Onshore | 1 | 2 |
| Messico | 2015 | 8 | | | 4.387 | 3.000 | Offshore | | 3 |
| Stati Uniti | 1968 | 230 | 1.173 | 574 | 1.949 | 1.617 | Onshore/Offshore | 38 | 8 |
| Venezuela | 1998 | 6 | 1.261 | 497 | 1.543 | 569 | Onshore/Offshore | 3 | 1 |
| Altri Paesi | | 7 | | | 4.664 | 1.061 | Offshore | | 1 |
| AUSTRALIA E OCEANIA | | 11 | 1.140 | 709 | 4.611 | 3.048 | | 2 | 4 |
| Australia | 2001 | 11 | 1.140 | 709 | 4.611 | 3.048 | Offshore | 2 | 4 |
| Totale | | 902 | 78.603 | 28.386 | 619.051 | 378.119 | | 442 | 261 |

(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.

Superficie netta sviluppata e non sviluppata

| | (chilometri quadrati) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|----------------------------|-----------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Europa | | 46.332 | 51.206 | 45.380 | 45.123 | 44.842 |
| Italia | | 14.987 | 16.380 | 16.767 | 16.975 | 17.297 |
| Resto d'Europa | | 31.345 | 34.826 | 28.613 | 28.148 | 27.545 |
| Africa | | 165.699 | 161.981 | 152.676 | 157.441 | 159.341 |
| Africa Settentrionale | | 33.932 | 25.797 | 18.727 | 16.031 | 16.747 |
| Egitto | | 5.248 | 9.192 | 10.665 | 9.668 | 4.946 |
| Africa Sub-Sahariana | | 126.519 | 126.992 | 123.284 | 131.742 | 137.648 |
| Asia | | 181.414 | 184.029 | 109.761 | 117.183 | 109.237 |
| Kazakhstan | | 1.543 | 1.543 | 869 | 869 | 869 |
| Resto dell'Asia | | 179.871 | 182.486 | 108.892 | 116.314 | 108.368 |
| America | | 9.303 | 6.641 | 5.696 | 6.628 | 7.943 |
| Australia e Oceania | | 3.757 | 11.061 | 10.383 | 16.333 | 13.376 |
| Totale | | 406.505 | 414.918 | 323.896 | 342.708 | 334.739 |

Prezzi medi di realizzo

| | | 2018 | | 2017 | | 2016 | | 2015 | | 2014 | |
|------------------------------|-----------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Petrolio e condensati | (\$/barile) | CONS | JV | CONS | JV | CONS | JV | CONS | JV | CONS | JV |
| Italia | | 61,58 | | 46,51 | | 33,19 | | 43,46 | | 87,80 | |
| Resto d'Europa | | 64,51 | | 47,81 | | 39,97 | | 45,88 | | 88,80 | |
| Africa Settentrionale | | 65,95 | 17,92 | 52,68 | 17,95 | 42,37 | 17,93 | 46,66 | 18,03 | 88,99 | 17,94 |
| Egitto | | 62,97 | | 46,06 | | 33,05 | | | | | |
| Africa Sub-Sahariana | | 68,76 | 39,48 | 53,66 | 38,34 | 41,92 | | 49,91 | | 93,45 | |
| Kazakhstan | | 66,78 | | 50,62 | | 39,61 | | 48,26 | | 91,86 | |
| Resto dell'Asia | | 68,35 | 49,86 | 48,94 | 44,43 | 36,89 | 34,95 | 40,10 | 27,89 | 77,99 | 65,90 |
| America | | 57,22 | 54,86 | 44,24 | 41,49 | 34,86 | 32,39 | 43,36 | 38,18 | 79,13 | 81,48 |
| Australia e Oceania | | 68,72 | | 49,36 | | 37,96 | | 45,84 | | 91,61 | |
| | | 65,79 | 45,19 | 50,33 | 38,65 | 39,33 | 30,85 | 46,46 | 35,15 | 88,90 | 70,56 |
| Gas naturale | (\$/migliaia di metri cubi) | | | | | | | | | | |
| Italia | | 295,65 | | 227,81 | | 174,28 | | 244,54 | | 308,47 | |
| Resto d'Europa | | 282,31 | | 205,27 | | 158,84 | | 222,60 | | 299,86 | |
| Africa Settentrionale | | 175,73 | 126,57 | 104,50 | 92,96 | 109,61 | 65,21 | 165,54 | 133,63 | 285,40 | 214,74 |
| Egitto | | 171,36 | | 148,20 | | 134,90 | | | | | |
| Africa Sub-Sahariana | | 84,14 | 335,70 | 66,20 | 259,36 | 49,83 | | 52,72 | | 74,92 | |
| Kazakhstan | | 27,08 | | 20,49 | | 11,96 | | 16,60 | | 21,98 | |
| Resto dell'Asia | | 215,94 | 329,36 | 132,37 | 213,97 | 123,73 | 209,02 | 170,43 | 327,51 | 218,15 | 552,34 |
| America | | 83,93 | 151,10 | 83,20 | 148,16 | 68,71 | 147,40 | 77,73 | 149,83 | 139,73 | |
| Australia e Oceania | | 169,65 | | 143,16 | | 127,12 | | 178,87 | | 263,30 | |
| | | 182,80 | 197,55 | 127,87 | 163,89 | 113,20 | 150,03 | 160,17 | 187,09 | 241,31 | 499,05 |
| Idrocarburi | (\$/boe) | | | | | | | | | | |
| Italia | | 53,01 | | 39,96 | | 29,27 | | 40,36 | | 64,80 | |
| Resto d'Europa | | 56,07 | | 40,51 | | 33,27 | | 40,21 | | 67,87 | |
| Africa Settentrionale | | 43,34 | 18,14 | 28,62 | 17,35 | 26,52 | 16,27 | 34,61 | 18,60 | 65,36 | 21,43 |
| Egitto | | 36,22 | | 30,64 | | 26,29 | | | | | |
| Africa Sub-Sahariana | | 58,59 | 48,79 | 44,85 | 39,65 | 35,08 | | 40,92 | | 73,18 | |
| Kazakhstan | | 46,98 | | 34,60 | | 24,52 | | 30,02 | | 57,20 | |
| Resto dell'Asia | | 50,98 | 50,64 | 36,69 | 36,76 | 31,18 | 32,76 | 35,18 | 49,42 | 52,75 | 83,12 |
| America | | 46,63 | 28,59 | 33,31 | 26,50 | 25,45 | 24,95 | 31,71 | 30,72 | 59,94 | 81,48 |
| Australia e Oceania | | 28,99 | | 25,29 | | 22,00 | | 31,51 | | 52,46 | |
| | | 48,04 | 33,63 | 35,39 | 28,30 | 29,30 | 25,05 | 36,54 | 31,95 | 65,36 | 72,19 |

| Gruppo Eni | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|-----------------------|-----------------------------|---------------|--------|--------|--------|--------|
| Petrolio e condensati | (\$/barile) | 65,47 | 50,06 | 39,18 | 46,30 | 88,71 |
| Gas Naturale | (\$/migliaia di metri cubi) | 183,74 | 130,31 | 115,51 | 160,78 | 242,80 |
| Idrocarburi | (\$/boe) | 47,48 | 35,06 | 29,14 | 36,47 | 65,49 |

Perforazione esplorativa

| (numero) | Pozzi completati ^(a) | | | | | | | | | | Pozzi in progress ^(b) | |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------|------------------------|----------------------------------|--------------|
| | 2018 | | 2017 | | 2016 | | 2015 | | 2014 | | 2018 | |
| | successo commerciale | sterili ^(c) | successo commerciale | sterili ^(c) | successo commerciale | sterili ^(c) | successo commerciale | sterili ^(c) | successo commerciale | sterili ^(c) | totale | in quota Eni |
| Italia | 1,8 | | | | | 1,0 | | | | 0,6 | 1,0 | 0,5 |
| Resto d'Europa | | 0,5 | 1,2 | 1,3 | 0,1 | 0,4 | | | 2,2 | 4,3 | 12,0 | 3,5 |
| Africa Settentrionale | | 0,5 | 0,5 | | 0,5 | 1,0 | | | 1,0 | 3,5 | 8,0 | 7,0 |
| Egitto | 1,7 | 1,5 | 2,5 | 5,4 | 5,5 | 0,8 | 3,3 | 4,8 | | | 11,0 | 8,9 |
| Africa Sub-sahariana | 0,4 | | 2,9 | 0,3 | 0,1 | 1,1 | 0,6 | 2,9 | 7,3 | 7,3 | 31,0 | 15,1 |
| Kazakhstan | | | | | | | | | | | 6,0 | 1,0 |
| Resto dell'Asia | 2,2 | 2,6 | | | | 0,9 | | 3,4 | 1,3 | 4,3 | 8,0 | 2,5 |
| America | 4,0 | | 0,5 | | | 1,0 | 1,0 | 0,3 | 2,0 | 1,4 | 2,0 | 1,5 |
| Australia e Oceania | | | | | | | | | | 0,9 | 1,0 | 0,3 |
| | 10,1 | 5,1 | 7,6 | 7,0 | 6,2 | 6,2 | 4,9 | 14,6 | 14,1 | 23,1 | 80,0 | 40,3 |

Perforazione di sviluppo

| (numero) | Pozzi completati ^(a) | | | | | | | | | | Pozzi in progress | |
|-----------------------|---------------------------------|------------------------|-------------|------------------------|--------------|------------------------|--------------|------------------------|--------------|------------------------|-------------------|--------------|
| | 2018 | | 2017 | | 2016 | | 2015 | | 2014 | | 2018 | |
| | produttivi | sterili ^(c) | produttivi | sterili ^(c) | produttivi | sterili ^(c) | produttivi | sterili ^(c) | produttivi | sterili ^(c) | totale | in quota Eni |
| Italia | 3,0 | | 2,6 | | 4,0 | | 6,0 | | 12,5 | | | |
| Resto d'Europa | 2,8 | 0,3 | 2,7 | 0,2 | 5,6 | | 10,2 | 0,1 | 9,8 | 1,0 | 16,0 | 1,3 |
| Africa Settentrionale | 9,6 | 0,5 | 5,1 | | 6,2 | 0,7 | 4,5 | | 54,5 | 1,0 | 3,0 | 1,4 |
| Egitto | 30,7 | | 49,7 | 2,3 | 32,4 | 0,5 | 26,0 | 2,8 | | | 5,0 | 2,1 |
| Africa Sub-Sahariana | 7,3 | 0,1 | 8,6 | | 21,2 | 0,2 | 22,0 | 2,5 | 31,6 | | 6,0 | 2,5 |
| Kazakhstan | 0,9 | | 1,2 | | 4,6 | | 4,7 | | 1,5 | | 1,0 | 0,3 |
| Resto dell'Asia | 21,9 | | 15,0 | 0,2 | 31,6 | 0,5 | 29,7 | 5,9 | 54,2 | 1,6 | 7,0 | 3,0 |
| America | 2,3 | | 3,1 | | 9,9 | 1,3 | 17,4 | 0,1 | 22,1 | 0,7 | | |
| Australia e Oceania | 0,8 | | | | | | 0,5 | | 0,1 | 0,4 | | |
| | 79,3 | 0,9 | 88,0 | 2,7 | 115,5 | 3,2 | 121,0 | 11,4 | 186,3 | 4,7 | 38,0 | 10,6 |

Pozzi produttivi^(d)

| (numero) | 2018 | | | |
|-----------------------|----------------|----------------|----------------|--------------|
| | Petrolio | | Gas naturale | |
| | totali | in quota Eni | totali | in quota Eni |
| Italia | 202,0 | 157,0 | 479,0 | 415,9 |
| Resto d'Europa | 477,0 | 86,5 | 135,0 | 65,3 |
| Africa Settentrionale | 592,0 | 242,8 | 116,0 | 63,2 |
| Egitto | 1.194,0 | 508,3 | 147,0 | 48,3 |
| Africa Sub-Sahariana | 2.747,0 | 550,4 | 181,0 | 23,0 |
| Kazakhstan | 200,0 | 55,1 | | |
| Resto dell'Asia | 955,0 | 336,7 | 167,0 | 62,0 |
| America | 270,0 | 132,1 | 284,0 | 81,7 |
| Australia e Oceania | 3,0 | 1,2 | 21,0 | 7,1 |
| | 6.640,0 | 2.070,1 | 1.530,0 | 766,5 |

(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 giustificare il completamento.

(d) Include 1.445 (420,8 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.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi^(a)

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| 2018 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 2.120 | 2.740 | 1.277 | | 4.701 | 1.140 | 1.902 | 934 | 4 | 14.818 |
| - vendite a terzi | | 494 | 3.741 | 3.207 | 830 | 769 | 493 | 50 | 190 | 9.774 |
| Totale ricavi | 2.120 | 3.234 | 5.018 | 3.207 | 5.531 | 1.909 | 2.395 | 984 | 194 | 24.592 |
| Costi operativi | (410) | (630) | (413) | (354) | (1.016) | (405) | (227) | (250) | (48) | (3.753) |
| - di cui costi di produzione | (402) | (488) | (363) | (343) | (974) | (269) | (220) | (234) | (48) | (3.341) |
| - di cui costi di trasporto | (8) | (142) | (50) | (11) | (42) | (136) | (7) | (16) | | (412) |
| Imposte sulla produzione | (171) | | (243) | | (435) | | (191) | | (6) | (1.046) |
| Costi di ricerca | (25) | (85) | (48) | (22) | (44) | (3) | (79) | (69) | (5) | (380) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(b) | (281) | (664) | (582) | (795) | (2.490) | (387) | (941) | (594) | (67) | (6.801) |
| Altri (oneri) proventi | (442) | (193) | (101) | (239) | (1.126) | (67) | (135) | (54) | | (2.357) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 791 | 1.662 | 3.631 | 1.797 | 420 | 1.047 | 822 | 17 | 68 | 10.255 |
| Imposte sul risultato | (170) | (1.070) | (2.494) | (542) | (264) | (308) | (678) | 7 | (26) | (5.545) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate | 621 | 592 | 1.137 | 1.255 | 156 | 739 | 144 | 24 | 42 | 4.710 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | | | | | | | | | | |
| - vendite a terzi | | | 15 | | 257 | | 6 | 420 | | 698 |
| Totale ricavi | | | 15 | | 257 | | 6 | 420 | | 698 |
| Costi operativi | | | (8) | | (62) | | (2) | (38) | | (110) |
| - di cui costi di produzione | | | (7) | | (34) | | (2) | (36) | | (79) |
| - di cui costi di trasporto | | | (1) | | (28) | | | (2) | | (31) |
| Imposte sulla produzione | | | (3) | | (26) | | | (114) | | (143) |
| Costi di ricerca | | (6) | | | | | (235) | | | (241) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | | (1) | | 224 | | (3) | (222) | | (2) |
| Altri (oneri) proventi | | (1) | 2 | | (27) | | (25) | (122) | | (173) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | | (7) | 5 | | 366 | | (259) | (76) | | 29 |
| Imposte sul risultato | | | (3) | | | | (2) | (35) | | (40) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate | | (7) | 2 | | 366 | | (261) | (111) | | (11) |

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

(b) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 1.619 | 1.897 | 1.056 | | 3.888 | 681 | 911 | 932 | 3 | 10.987 |
| - vendite a terzi | | 481 | 3.184 | 2.128 | 547 | 713 | 291 | 96 | 168 | 7.608 |
| Totale ricavi | 1.619 | 2.378 | 4.240 | 2.128 | 4.435 | 1.394 | 1.202 | 1.028 | 171 | 18.595 |
| Costi operativi | (337) | (687) | (504) | (314) | (986) | (396) | (206) | (312) | (48) | (3.790) |
| - di cui costi di produzione | (332) | (523) | (455) | (303) | (952) | (271) | (202) | (258) | (48) | (3.344) |
| - di cui costi di trasporto | (5) | (164) | (49) | (11) | (34) | (125) | (4) | (54) | | (446) |
| Imposte sulla produzione | (130) | | (200) | | (331) | | (11) | | (5) | (677) |
| Costi di ricerca | (26) | (122) | (22) | (191) | (60) | | (61) | (39) | (4) | (525) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (465) | (838) | (679) | (767) | (2.063) | (289) | (765) | (577) | (59) | (6.502) |
| Altri (oneri) proventi | 1.563 | (141) | (162) | 690 | (716) | (221) | (84) | (342) | 2 | 589 |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | 2.224 | 590 | 2.673 | 1.546 | 279 | 488 | 75 | (242) | 57 | 7.690 |
| Imposte sul risultato | (299) | (216) | (1.978) | (214) | (38) | (223) | (67) | (38) | (23) | (3.096) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate | 1.925 | 374 | 695 | 1.332 | 241 | 265 | 8 | (280) | 34 | 4.594 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | | | | | | | | | | |
| - vendite a terzi | | | 14 | | 129 | | 22 | 517 | | 682 |
| Totale ricavi | | | 14 | | 129 | | 22 | 517 | | 682 |
| Costi operativi | | | (8) | | (37) | | (9) | (40) | | (94) |
| - di cui costi di produzione | | | (6) | | (19) | | (9) | (39) | | (73) |
| - di cui costi di trasporto | | | (2) | | (18) | | | (1) | | (21) |
| Imposte sulla produzione | | | (2) | | (8) | | | (146) | | (156) |
| Costi di ricerca | | (1) | | | | | (13) | | | (14) |
| Ammortamenti e svalutazioni | | | (1) | | (54) | | (13) | (271) | | (339) |
| Altri (oneri) proventi | | (2) | (2) | | 26 | | 3 | (199) | | (174) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | | (3) | 1 | | 56 | | (10) | (139) | | (95) |
| Imposte sul risultato | | | (1) | | | | (4) | (20) | | (25) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate | | (3) | | | 56 | | (14) | (159) | | (120) |

(a) Include riprese di valore nette per €158 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|------------|-----------------|--------------|---------------------|---------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Ricavi: | | | | | | | | | | |
| - vendite a imprese consolidate | 1.217 | 1.673 | 932 | 9 | 3.178 | 252 | 1.027 | 833 | 4 | 9.125 |
| - vendite a terzi | | 432 | 2.841 | 1.471 | 485 | 606 | 114 | 102 | 165 | 6.216 |
| Totale ricavi | 1.217 | 2.105 | 3.773 | 1.480 | 3.663 | 858 | 1.141 | 935 | 169 | 15.341 |
| Costi operativi | (311) | (599) | (451) | (356) | (968) | (269) | (215) | (325) | (49) | (3.543) |
| - di cui costi di produzione | (307) | (436) | (404) | (343) | (929) | (177) | (212) | (262) | (49) | (3.119) |
| - di cui costi di trasporto | (4) | (163) | (47) | (13) | (39) | (92) | (3) | (63) | | (424) |
| Imposte sulla produzione | (96) | | (176) | | (282) | | (17) | | (5) | (576) |
| Costi di ricerca | (35) | (40) | (45) | (42) | (142) | | (39) | (28) | (3) | (374) |
| Ammortamenti e svalutazioni ^(a) | (923) | (943) | (675) | (691) | (1.093) | (129) | (952) | (480) | (67) | (5.953) |
| Altri (oneri) proventi | (342) | (232) | (201) | (265) | (917) | (57) | (130) | (120) | (8) | (2.272) |
| Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi | (490) | 291 | 2.225 | 126 | 261 | 403 | (212) | (18) | 37 | 2.623 |
| Imposte sul risultato | 159 | (1) | (1.618) | (89) | 97 | (139) | 32 | (9) | (9) | (1.577) |
| Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate | (331) | 290 | 607 | 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) |
| - di cui costi di produzione | | | (7) | | | | (10) | (51) | | (68) |
| - di cui costi di trasporto | | | (2) | | | | | (3) | | (5) |
| 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 riprese di valore nette per €700 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 per €5.051 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 |
|---|--------------|----------------|-----------------------|----------------------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|----------------|
| 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 per €851 milioni.

Costi capitalizzati^(a)

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|--|---------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 2018 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 16.569 | 6.236 | 14.140 | 17.474 | 40.607 | 11.240 | 12.711 | 15.347 | 1.967 | 136.291 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 18 | 332 | 456 | 56 | 2.311 | 3 | 1.530 | 861 | 193 | 5.760 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 369 | 21 | 1.516 | 208 | 1.281 | 108 | 38 | 52 | 12 | 3.605 |
| Immobilizzazioni in corso | 653 | 103 | 1.554 | 1.504 | 2.307 | 1.382 | 562 | 595 | 127 | 8.787 |
| Costi capitalizzati lordi | 17.609 | 6.692 | 17.666 | 19.242 | 46.506 | 12.733 | 14.841 | 16.855 | 2.299 | 154.443 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (13.717) | (5.355) | (11.741) | (11.722) | (29.727) | (2.175) | (10.460) | (13.443) | (1.265) | (99.605) |
| Costi capitalizzati netti società consolidate^(b) | 3.892 | 1.337 | 5.925 | 7.520 | 16.779 | 10.558 | 4.381 | 3.412 | 1.034 | 54.838 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | 9.102 | 58 | | 1.481 | | 2 | 1.912 | | 12.555 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 1.045 | | | | | 11 | | | 1.056 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | 25 | 6 | | | | | 7 | | 38 |
| Immobilizzazioni in corso | | 364 | 10 | | 10 | | 19 | 224 | | 627 |
| Costi capitalizzati lordi | | 10.536 | 74 | | 1.491 | | 32 | 2.143 | | 14.276 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | (4.543) | (54) | | (266) | | (19) | (1.052) | | (5.934) |
| Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(b)(c)} | | 5.993 | 20 | | 1.225 | | 13 | 1.091 | | 8.342 |
| 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 16.277 | 17.600 | 12.514 | 15.211 | 36.976 | 10.547 | 12.493 | 14.840 | 1.950 | 138.408 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 18 | 356 | 471 | 32 | 2.157 | 3 | 1.023 | 785 | 185 | 5.030 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 359 | 39 | 1.436 | 191 | 1.212 | 101 | 34 | 46 | 14 | 3.432 |
| Immobilizzazioni in corso | 681 | 345 | 2.050 | 1.297 | 2.679 | 1.417 | 421 | 280 | 124 | 9.294 |
| Costi capitalizzati lordi | 17.335 | 18.340 | 16.471 | 16.731 | 43.024 | 12.068 | 13.971 | 15.951 | 2.273 | 156.164 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (13.504) | (12.014) | (10.640) | (10.413) | (25.920) | (1.690) | (10.386) | (12.534) | (1.188) | (98.289) |
| Costi capitalizzati netti società consolidate^(b) | 3.831 | 6.326 | 5.831 | 6.318 | 17.104 | 10.378 | 3.585 | 3.417 | 1.085 | 57.875 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | | 67 | | 1.419 | | 581 | 1.833 | | 3.900 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 4 | | | | | 85 | | | 89 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | | 7 | | | | | 6 | | 13 |
| Immobilizzazioni in corso | | 1 | 6 | | 4 | | 93 | 225 | | 329 |
| Costi capitalizzati lordi | | 5 | 80 | | 1.423 | | 759 | 2.064 | | 4.331 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | | (61) | | (475) | | (611) | (785) | | (1.932) |
| Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(b) | | 5 | 19 | | 948 | | 148 | 1.279 | | 2.399 |

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

(b) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €831 milioni nel 2018 e €969 milioni nel 2017 per le società consolidate e per €180 milioni nel 2018 e €78 milioni nel 2017 per le società in joint venture e collegate.

(c) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Vår Energi AS.

Costi capitalizzati

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|---------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|------------------|
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 15.951 | 18.678 | 13.492 | 15.262 | 38.539 | 10.790 | 11.680 | 17.127 | 2.085 | 143.604 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 18 | 301 | 416 | 55 | 2.461 | 1 | 1.155 | 903 | 210 | 5.520 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 357 | 42 | 1.627 | 203 | 1.375 | 111 | 37 | 77 | 15 | 3.844 |
| Immobilizzazioni in corso | 724 | 242 | 2.347 | 1.828 | 5.117 | 2.565 | 2.248 | 317 | 134 | 15.522 |
| Costi capitalizzati lordi | 17.050 | 19.263 | 17.882 | 17.348 | 47.492 | 13.467 | 15.120 | 18.424 | 2.444 | 168.490 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (13.022) | (12.113) | (11.374) | (11.022) | (27.264) | (1.608) | (11.000) | (14.301) | (1.227) | (102.931) |
| Costi capitalizzati netti società consolidate^(a) | 4.028 | 7.150 | 6.508 | 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 |
| 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 |

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

Costi capitalizzati

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|--|---------------|----------------|-----------------------|----------------------|---------------|-----------------|---------------|---------------------|-----------------|
| 2014 | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | 14.862 | 13.754 | 21.549 | 27.697 | 2.917 | 8.827 | 13.050 | 1.825 | 104.481 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | 31 | 399 | 493 | 3.263 | 43 | 1.590 | 1.588 | 214 | 7.621 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | 346 | 42 | 1.569 | 1.164 | 94 | 35 | 66 | 13 | 3.329 |
| Immobilizzazioni in corso | 816 | 3.527 | 1.411 | 2.988 | 7.140 | 690 | 819 | 120 | 17.511 |
| Costi capitalizzati lordi | 16.055 | 17.722 | 25.022 | 35.112 | 10.194 | 11.142 | 15.523 | 2.172 | 132.942 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | (11.154) | (9.519) | (14.335) | (20.039) | (1.241) | (8.042) | (10.605) | (1.009) | (75.944) |
| Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)} | 4.901 | 8.203 | 10.687 | 15.073 | 8.953 | 3.100 | 4.918 | 1.163 | 56.998 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Attività relative a riserve certe | | 2 | 77 | 24 | | 539 | 549 | | 1.191 |
| Attività relative a riserve probabili e possibili | | 31 | | | | 84 | | | 115 |
| Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni | | | 7 | | | 1 | 4 | | 12 |
| Immobilizzazioni in corso | | 12 | 5 | 1.241 | | | 776 | | 2.034 |
| Costi capitalizzati lordi | | 45 | 89 | 1.265 | | 624 | 1.329 | | 3.352 |
| Fondi ammortamento e svalutazione | | (39) | (69) | | | (522) | (230) | | (860) |
| Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)} | | 6 | 20 | 1.265 | | 102 | 1.099 | | 2.492 |

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

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti, relativi principalmente ad attività di esplorazione, delle società consolidate pari a €4.804 milioni e per le società in joint venture e collegate pari a €123 milioni.

Costi sostenuti^(a)

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|--|------------|----------------|-----------------------|--------------|----------------------|------------|-----------------|-------------|---------------------|--------------|
| 2018 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | | 382 | | | 382 |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | | | | 487 | | | 487 |
| Costi di ricerca | 26 | 106 | 43 | 102 | 66 | 3 | 182 | 215 | 7 | 750 |
| Costi di sviluppo ^(b) | 382 | 557 | 445 | 2.216 | 1.379 | 92 | 589 | 340 | 36 | 6.036 |
| Totale costi sostenuti società consolidate | 408 | 663 | 488 | 2.318 | 1.445 | 95 | 1.640 | 555 | 43 | 7.655 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | | | 2 | | | | 103 | | | 105 |
| Costi di sviluppo ^(c) | | | 3 | | | | | (16) | | (13) |
| Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate | | | 5 | | | | 103 | (16) | | 92 |
| 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | 5 | | | | | 5 |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | 31 | 242 | 77 | 110 | 65 | 3 | 76 | 106 | 5 | 715 |
| Costi di sviluppo ^(b) | 251 | 364 | 785 | 3.041 | 1.939 | 246 | 714 | 292 | 14 | 7.646 |
| Totale costi sostenuti società consolidate | 282 | 606 | 862 | 3.151 | 2.009 | 249 | 790 | 398 | 19 | 8.366 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | | | | | | | |
| Costi di ricerca | | 1 | | | | | 90 | | | 91 |
| Costi di sviluppo ^(c) | | | 2 | | 9 | | 4 | 48 | | 63 |
| Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate | | 1 | 2 | | 9 | | 94 | 48 | | 154 |
| 2016 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve certe | | | | | | | | | | |
| Acquisizioni di riserve probabili e possibili | | | | 2 | | | | | | 2 |
| Costi di ricerca | 27 | 51 | 58 | 306 | 70 | | 80 | 26 | 3 | 621 |
| Costi di sviluppo ^(b) | 387 | 437 | 694 | 1.752 | 2.019 | 651 | 1.232 | (5) | 1 | 7.168 |
| Totale costi sostenuti società consolidate | 414 | 488 | 752 | 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 ^(c) | | | 1 | | 28 | | 12 | 95 | | 136 |
| Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate | | 1 | 1 | | 28 | | 25 | 95 | | 150 |

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

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €517 milioni nel 2018, costi per €355 milioni nel 2017 e decrementi per €665 milioni nel 2016.

(c) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €22 milioni nel 2018, decrementi per €23 milioni nel 2017 e decrementi per €15 milioni nel 2016.

Costi sostenuti

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

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

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

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati^(a)

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|--------------|---------------------|-----------------|
| 31 dicembre 2018 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 18.372 | 4.895 | 43.578 | 39.193 | 53.534 | 40.698 | 33.384 | 14.192 | 2.319 | 250.165 |
| Costi futuri di produzione | (5.659) | (1.438) | (6.653) | (12.193) | (16.417) | (8.276) | (9.492) | (6.038) | (511) | (66.677) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (4.670) | (1.350) | (4.700) | (2.769) | (6.778) | (2.640) | (5.755) | (2.467) | (291) | (31.420) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 8.043 | 2.107 | 32.225 | 24.231 | 30.339 | 29.782 | 18.137 | 5.687 | 1.517 | 152.068 |
| Imposte su reddito future | (1.671) | (798) | (17.514) | (7.829) | (11.566) | (6.524) | (11.980) | (1.791) | (289) | (59.962) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 6.372 | 1.309 | 14.711 | 16.402 | 18.773 | 23.258 | 6.157 | 3.896 | 1.228 | 92.106 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (2.045) | (124) | (6.727) | (6.564) | (7.501) | (12.477) | (2.258) | (1.508) | (491) | (39.695) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 4.327 | 1.185 | 7.984 | 9.838 | 11.272 | 10.781 | 3.899 | 2.388 | 737 | 52.411 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | 18.608 | 347 | | 2.675 | | | 8.292 | | 29.922 |
| Costi futuri di produzione | | (4.686) | (138) | | (873) | | | (2.192) | | (7.889) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | (3.633) | (3) | | (75) | | | (191) | | (3.902) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | | 10.289 | 206 | | 1.727 | | | 5.909 | | 18.131 |
| Imposte su reddito future | | (6.822) | (43) | | (204) | | | (1.839) | | (8.908) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | | 3.467 | 163 | | 1.523 | | | 4.070 | | 9.223 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | (1.104) | (76) | | (793) | | | (2.009) | | (3.982) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | | 2.363 | 87 | | 730 | | | 2.061 | | 5.241 |
| Totale | 4.327 | 3.548 | 8.071 | 9.838 | 12.002 | 10.781 | 3.899 | 4.449 | 737 | 57.652 |

(a) 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 trascorso. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi. Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera. Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and 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 | Egitto | Africa Sub-Sahariana | Kazakhstan | Resto dell'Asia | America | Australia e Oceania | Totale |
|---|--------------|----------------|-----------------------|---------------|----------------------|---------------|-----------------|--------------|---------------------|-----------------|
| 31 dicembre 2017 | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | 14.339 | 19.507 | 31.793 | 29.156 | 41.136 | 30.263 | 11.826 | 6.205 | 2.593 | 186.818 |
| Costi futuri di produzione | (5.091) | (5.711) | (6.677) | (6.153) | (14.790) | (6.992) | (3.653) | (2.351) | (590) | (52.008) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (3.943) | (5.483) | (4.350) | (4.496) | (6.522) | (2.787) | (3.694) | (1.011) | (318) | (32.604) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | 5.305 | 8.313 | 20.766 | 18.507 | 19.824 | 20.484 | 4.479 | 2.843 | 1.685 | 102.206 |
| Imposte su reddito future | (859) | (4.490) | (10.836) | (5.709) | (6.418) | (3.970) | (757) | (699) | (303) | (34.041) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 4.446 | 3.823 | 9.930 | 12.798 | 13.406 | 16.514 | 3.722 | 2.144 | 1.382 | 68.165 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (1.633) | (1.050) | (4.566) | (6.698) | (5.430) | (9.172) | (1.239) | (777) | (607) | (31.172) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 2.813 | 2.773 | 5.364 | 6.100 | 7.976 | 7.342 | 2.483 | 1.367 | 775 | 36.993 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | | 245 | | 2.062 | | 11 | 10.797 | | 13.115 |
| Costi futuri di produzione | | | (119) | | (930) | | (6) | (3.291) | | (4.346) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | | (1) | | (66) | | | (535) | | (602) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | | | 125 | | 1.066 | | 5 | 6.971 | | 8.167 |
| Imposte su reddito future | | | (21) | | (57) | | (1) | (2.459) | | (2.538) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | | | 104 | | 1.009 | | 4 | 4.512 | | 5.629 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | | (50) | | (471) | | | (2.475) | | (2.996) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | | | 54 | | 538 | | 4 | 2.037 | | 2.633 |
| Totale | 2.813 | 2.773 | 5.418 | 6.100 | 8.514 | 7.342 | 2.487 | 3.404 | 775 | 39.626 |

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

| (€ milioni) | Italia | Resto d'Europa | Africa Settentrionale | Egitto | 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 | 30.847 | 33.524 | 38.271 | 26.903 | 12.263 | 5.789 | 2.815 | 172.937 |
| Costi futuri di produzione | (4.136) | (5.240) | (7.481) | (7.927) | (13.913) | (9.247) | (3.498) | (2.935) | (658) | (55.035) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | (3.641) | (3.575) | (5.904) | (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 | 17.462 | 18.616 | 14.966 | 14.388 | 3.718 | 1.541 | 1.887 | 78.511 |
| Imposte su reddito future | (237) | (1.308) | (9.253) | (5.941) | (4.525) | (2.596) | (953) | (298) | (341) | (25.452) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 1.613 | 2.775 | 8.209 | 12.675 | 10.441 | 11.792 | 2.765 | 1.243 | 1.546 | 53.059 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (241) | (365) | (4.060) | (8.055) | (4.594) | (6.536) | (1.266) | (501) | (724) | (26.342) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 1.372 | 2.410 | 4.149 | 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 su 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 | 4.197 | 4.620 | 6.389 | 5.256 | 1.508 | 3.264 | 822 | 29.838 |

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 su reddito future | (1.657) | (4.349) | (17.195) | (8.222) | (4.682) | (1.230) | (933) | (604) | (38.872) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 5.809 | 4.410 | 18.257 | 11.888 | 16.953 | 2.248 | 2.433 | 1.893 | 63.891 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (2.077) | (817) | (7.844) | (4.976) | (10.561) | (1.276) | (970) | (901) | (29.422) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 3.732 | 3.593 | 10.413 | 6.912 | 6.392 | 972 | 1.463 | 992 | 34.469 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | | 313 | 3.047 | | 85 | 18.519 | | 21.964 |
| Costi futuri di produzione | | | (177) | (1.021) | | (32) | (5.370) | | (6.600) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | | (5) | (95) | | (22) | (2.118) | | (2.240) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | | | 131 | 1.931 | | 31 | 11.031 | | 13.124 |
| Imposte su reddito future | | | (8) | (251) | | (10) | (4.088) | | (4.357) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | | | 123 | 1.680 | | 21 | 6.943 | | 8.767 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | | (70) | (1.016) | | (2) | (4.358) | | (5.446) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | | | 53 | 664 | | 19 | 2.585 | | 3.321 |
| Totale | 3.732 | 3.593 | 10.466 | 7.576 | 6.392 | 991 | 4.048 | 992 | 37.790 |

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 su reddito future | (3.583) | (10.595) | (35.484) | (20.514) | (10.400) | (1.462) | (2.401) | (989) | (85.428) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | 10.296 | 6.397 | 31.309 | 17.964 | 30.886 | 3.444 | 3.982 | 2.412 | 106.690 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | (4.064) | (1.464) | (13.905) | (7.164) | (19.699) | (1.900) | (1.353) | (1.106) | (50.655) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | 6.232 | 4.933 | 17.404 | 10.800 | 11.187 | 1.544 | 2.629 | 1.306 | 56.035 |
| Società in joint venture e collegate | | | | | | | | | |
| Entrate di cassa future | | | 485 | 3.861 | | 200 | 18.871 | | 23.417 |
| Costi futuri di produzione | | | (165) | (692) | | (33) | (5.724) | | (6.614) |
| Costi futuri di sviluppo e d'abbandono | | | (18) | (104) | | (51) | (2.032) | | (2.205) |
| Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito | | | 302 | 3.065 | | 116 | 11.115 | | 14.598 |
| Imposte su reddito future | | | (23) | (426) | | (45) | (4.608) | | (5.102) |
| Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione | | | 279 | 2.639 | | 71 | 6.507 | | 9.496 |
| Valore dell'attualizzazione al tasso del 10% | | | (158) | (1.442) | | (11) | (4.327) | | (5.938) |
| Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri | | | 121 | 1.197 | | 60 | 2.180 | | 3.558 |
| Totale | 6.232 | 4.933 | 17.525 | 11.997 | 11.187 | 1.604 | 4.809 | 1.306 | 59.593 |

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri

| (€ milioni) | Aumenti (diminuzioni): | | | | | | | | | | | | Saldo aumenti (diminuzioni) | Valore a fine periodo |
|--------------------------------------|--------------------------|---|--|--|---|---|----------------------------------|------------------------------|--|-------------------------|---------------------|---|-----------------------------|-----------------------|
| | Valore ad inizio periodo | vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione | variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione | estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo | revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono | costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo | revisioni delle quantità stimate | effetto dell'attualizzazione | variazione netta delle imposte sul reddito | acquisizioni di riserve | cessioni di riserve | variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni | | |
| 2018 | | | | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | 36.993 | (19.793) | 27.970 | 1.649 | (2.525) | 6.468 | 10.487 | 5.670 | (16.566) | 5.369 | (8.363) | 5.052 | 15.418 | 52.411 |
| Società in joint venture e collegate | 2.633 | (445) | 671 | | 216 | 14 | (803) | 384 | 193 | 6.700 | | (4.322) | 2.608 | 5.241 |
| Totale | 39.626 | (20.238) | 28.641 | 1.649 | (2.309) | 6.482 | 9.684 | 6.054 | (16.373) | 12.069 | (8.363) | 730 | 18.026 | 57.652 |
| 2017 | | | | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | 26.717 | (14.125) | 23.940 | 1.697 | (2.817) | 7.203 | 5.269 | 3.864 | (6.498) | 10 | (2.995) | (5.272) | 10.276 | 36.993 |
| Società in joint venture e collegate | 3.121 | (432) | 1.482 | | 495 | 45 | (2.285) | 438 | 238 | | | (469) | (488) | 2.633 |
| Totale | 29.838 | (14.557) | 25.422 | 1.697 | (2.322) | 7.248 | 2.984 | 4.302 | (6.260) | 10 | (2.995) | (5.741) | 9.788 | 39.626 |
| 2016 | | | | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | 34.469 | (11.222) | (24.727) | 4.563 | (2.357) | 7.578 | 2.840 | 5.705 | 9.200 | | | 668 | (7.752) | 26.717 |
| Società in joint venture e collegate | 3.321 | (347) | (1.586) | | 650 | 151 | (131) | 514 | 386 | | | 163 | (200) | 3.121 |
| Totale | 37.790 | (11.569) | (26.313) | 4.563 | (1.707) | 7.729 | 2.709 | 6.219 | 9.586 | | | 831 | (7.952) | 29.838 |
| 2015 | | | | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | 56.035 | (14.846) | (70.909) | 524 | (1.711) | 8.960 | 12.322 | 11.288 | 29.530 | | (114) | 3.390 | (21.566) | 34.469 |
| Società in joint venture e collegate | 3.558 | (179) | (2.858) | | (241) | 604 | 915 | 629 | 530 | | | 363 | (237) | 3.321 |
| Totale | 59.593 | (15.025) | (73.767) | 524 | (1.952) | 9.564 | 13.237 | 11.917 | 30.060 | | (114) | 3.753 | (21.803) | 37.790 |
| 2014 | | | | | | | | | | | | | | |
| Società consolidate | 56.177 | (21.795) | (12.053) | 1.667 | (6.047) | 8.745 | 8.085 | 11.064 | 7.049 | 67 | (271) | 3.347 | (142) | 56.035 |
| Società in joint venture e collegate | 2.327 | (192) | (500) | | 223 | 451 | (325) | 512 | 704 | | | 358 | 1.231 | 3.558 |
| Totale | 58.504 | (21.987) | (12.553) | 1.667 | (5.824) | 9.196 | 7.760 | 11.576 | 7.753 | 67 | (271) | 3.705 | 1.089 | 59.593 |

Investimenti tecnici

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Acquisto di riserve proved e unproved | | 869 | 5 | 2 | | |
| Egitto | | | | 2 | | |
| Africa Sub-Sahariana | | | 5 | | | |
| Resto dell'Asia | | 869 | | | | |
| Esplorazione | | 463 | 442 | 417 | 566 | 1.030 |
| Italia | | 1 | 5 | | | 1 |
| Resto d'Europa | | 52 | 186 | 11 | 133 | 132 |
| Africa Settentrionale | | 20 | 55 | 42 | 64 | 108 |
| Egitto | | 80 | 70 | 270 | 168 | 69 |
| Africa Sub-Sahariana | | 22 | 25 | 30 | 157 | 511 |
| Kazakhstan | | | 3 | | | |
| Resto dell'Asia | | 140 | 20 | 57 | 15 | 89 |
| America | | 146 | 76 | 7 | 29 | 109 |
| Australia e Oceania | | 2 | 2 | | | 11 |
| Sviluppo | | 6.506 | 7.236 | 7.770 | 9.341 | 9.021 |
| Italia | | 380 | 260 | 407 | 679 | 880 |
| Resto d'Europa | | 600 | 399 | 590 | 1.264 | 1.574 |
| Africa Settentrionale | | 525 | 626 | 747 | 641 | 305 |
| Egitto | | 2.205 | 3.030 | 1.700 | 929 | 527 |
| Africa Sub-Sahariana | | 1.635 | 1.852 | 2.176 | 2.998 | 3.085 |
| Kazakhstan | | 193 | 197 | 707 | 835 | 521 |
| Resto dell'Asia | | 550 | 666 | 1.213 | 1.333 | 1.105 |
| America | | 381 | 195 | 220 | 637 | 921 |
| Australia e Oceania | | 37 | 11 | 10 | 25 | 103 |
| Altro | | 63 | 56 | 65 | 73 | 105 |
| | | 7.901 | 7.739 | 8.254 | 9.980 | 10.156 |



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|---------------|--------|--------|---------|--------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,56 | 0,37 | 0,29 | 0,89 | 0,82 |
| <i>di cui: dipendenti</i> | | 0,34 | 0,45 | 0,28 | 0,91 | 0,87 |
| <i>contrattisti</i> | | 0,99 | 0,23 | 0,31 | 0,81 | 0,70 |
| Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (€ milioni) | 55.690 | 50.623 | 40.961 | 52.096 | 73.434 |
| Utile (perdita) operativo | | 629 | 75 | (391) | (1.258) | 64 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 543 | 214 | (390) | (126) | 168 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 310 | 52 | (330) | (168) | 86 |
| Investimenti tecnici | | 215 | 142 | 120 | 154 | 172 |
| Vendite gas mondo | (miliardi di metri cubi) | 76,71 | 80,83 | 86,31 | 87,72 | 86,11 |
| Vendite di GNL ^(b) | | 10,3 | 8,3 | 8,1 | 9,0 | 8,9 |
| Clienti retail in Italia | (milioni) | 7,7 | 7,7 | 7,7 | 7,8 | 7,9 |
| Vendite di energia elettrica | (terawattora) | 37,07 | 35,33 | 37,05 | 34,88 | 33,58 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 3.040 | 4.313 | 4.261 | 4.484 | 4.561 |
| <i>di cui: all'estero</i> | | 951 | 2.031 | 2.229 | 2.461 | 2.494 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 11,08 | 11,30 | 11,17 | 10,57 | 10,12 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo).

PERFORMANCE DELL'ANNO

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) si è attestato a 0,56 registrando un incremento del 51,4% rispetto all'anno precedente per effetto di maggiori eventi infortunistici (+2 infortuni) registrati tra i contrattisti, parzialmente bilanciato dalla migliore performance tra i dipendenti.
- Le emissioni di GHG evidenziano un trend di miglioramento di circa il 2%, a seguito della diminuzione delle produzioni di energia elettrica (-3,6% rispetto al 2017).
- Le emissioni di GHG/kWheq riferite alla produzione di energia elettrica risultano in lieve aumento (+1,8% rispetto all'anno precedente) per effetto del maggior consumo di gas di raffineria in sostituzione del gas naturale presso la centrale di Ferrera Erbognone.
- Nel 2018 il settore Gas & Power ha conseguito l'utile operativo adjusted di €543 milioni, più che raddoppiato rispetto all'utile operativo del 2017, per effetto della complessiva ristrutturazione del settore in tutte le linee di business, in particolare della crescita delle vendite di GNL, delle ottimizzazioni nel power e nella riduzione dei costi di logistica gas, supportati da uno scenario che ha consentito di valorizzare le flessibilità associate agli asset di portafoglio.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 76,71 miliardi di metri cubi, con una flessione del 5,1% rispetto al 2017 (-4,12 miliardi di metri cubi). In aumento del 4% le vendite in Italia (39,03 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano una crescita del 5% (+1,74 TWh) rispetto al 2017. In aumento per effetto delle maggiori vendite alla borsa elettrica in Italia.
- Gli investimenti tecnici di €215 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e del business power.

IMPEGNI DI ACQUISTO DEL GNL

Nell'ambito della strategia di Eni volta al rafforzamento dell'integrazione con il business upstream, ottenuti dai partner della joint venture di Area 4 impegni d'acquisto di lungo termine del GNL. Per ulteriori dettagli si rinvia alla sezione "Mozambico" del settore Exploration & Production.

SERVIZI PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

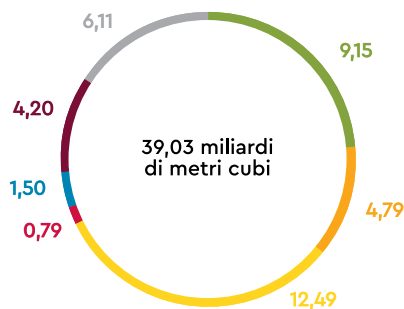
Nel mese di gennaio 2019, Eni attraverso la società controllata Eni gas e luce SpA, ha perfezionato l'acquisizione della quota di maggioranza di SEA SpA, energy service company operante nel settore dei servizi e delle soluzioni per l'efficienza energetica. Con questa acquisizione è confermata la strategia mirata al rafforzamento della presenza Eni nel mercato dei servizi per l'efficienza energetica, attraverso l'ampliamento della propria offerta commerciale con soluzioni integrate e innovative, focalizzate principalmente sul segmento industriale e su quello dei condomini.

OTTIMIZZAZIONE DEL PORTAFOGLIO IN EUROPA

Completata la cessione delle attività di distribuzione gas in Ungheria con una rete di distribuzione di circa 33.700 km e 1,2 milioni di punti di riconsegna. Nel mese di luglio, in linea con il piano di razionalizzazione del portafoglio, è stato acquisito l'ulteriore 51%, arrivando a detenere il 100% della società, Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA, fornitore di gas ed energia elettrica al mercato retail in Grecia, con circa 300 mila clienti. Nel mese di marzo la consociata Adriaplin ha finalizzato l'acquisizione del 100% della società Mestni Plinovodi che gestiva l'attività di distribuzione e commercializzazione gas in 11 Comuni localizzati nell'area centro-settentrionale e nord-orientale della Slovenia. Nel corso del mese di maggio Mestni Plinovodi è stata incorporata in Adriaplin per rendere pienamente operative le sinergie tra le due società.

VENDITE GAS ITALIA

- PSV e borsa
- PMI e terziario
- Termoelettrici
- Industriali
- Residenziali
- Autoconsumi
- Grossisti

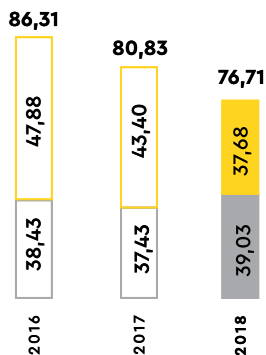


Per un totale di **9,2 milioni** di clienti retail in Italia ed Europa.

VENDITE GAS MONDO

(miliardi di metri cubi)

- Vendite in Italia
- Vendite internazionali



MERCATO

1. Gas naturale

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata

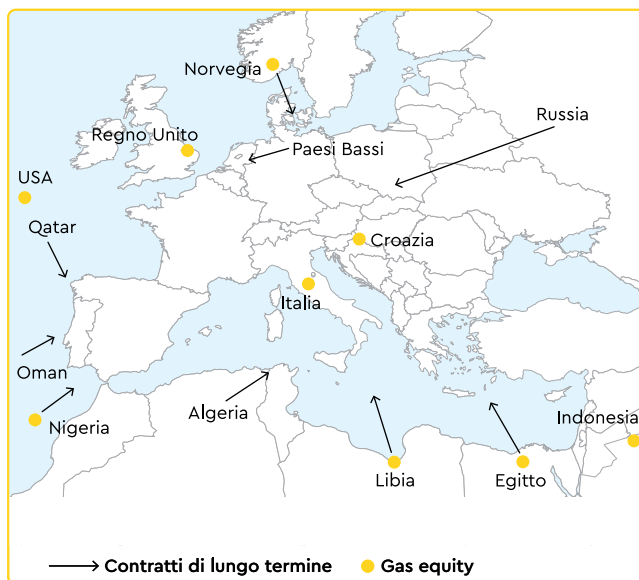
disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi

produttori che riforniscono il sistema europeo. Negli ultimi anni sono stati rinegoziati alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, ottenendo un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. 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 74,15 miliardi di metri cubi in riduzione di 4,13 miliardi di metri cubi, pari al -5,3%, rispetto al 2017. I volumi di gas approvvigionati all'estero (68,82 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 2017 (-4,41 miliardi di metri cubi; -6%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Russia (-1,85 miliardi di metri cubi), nei Paesi Bassi (-1,25 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,16 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,73 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Indonesia (+2,32 miliardi di metri cubi) per maggiori di-

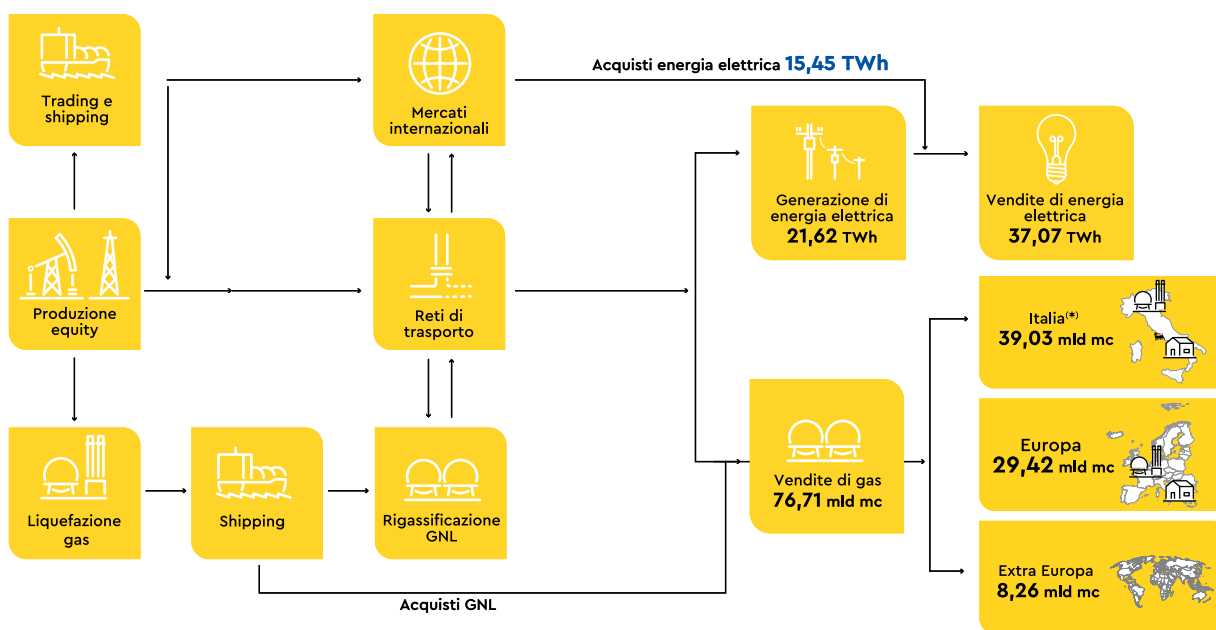
sponibilità di gas da produzione upstream e in Qatar (+0,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,33 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 5,5% rispetto al periodo di confronto per effetto delle maggiori forniture equity.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



CICLO DEL VALORE DEL GAS & POWER

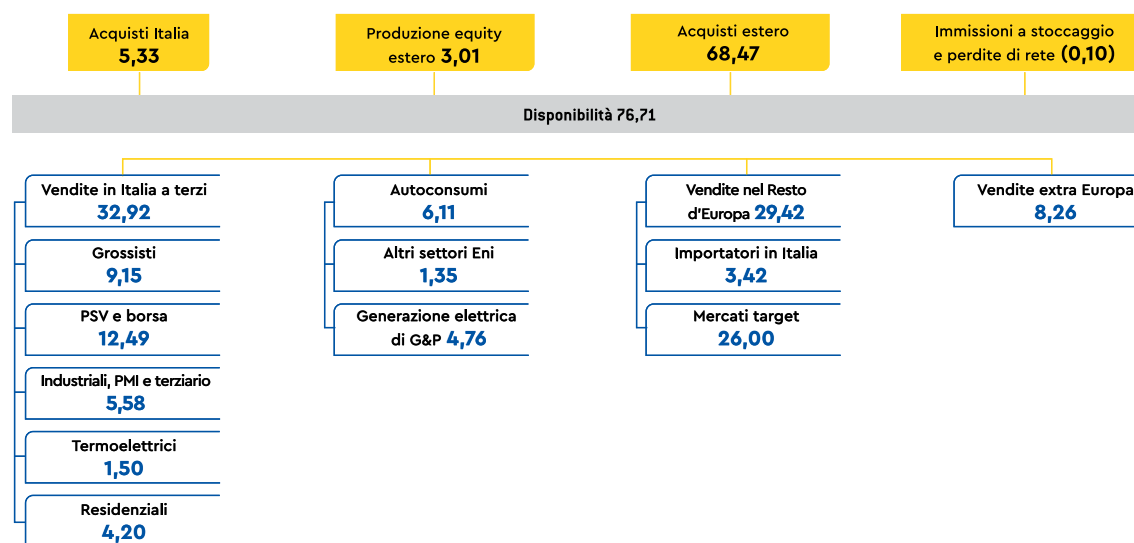
Eni è presente in tutte le fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL, nonché nelle attività di generazione e vendita di energia elettrica. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità 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.



(*) Inclusi gli autoconsumi.

DISPONIBILITÀ E VENDITA DI GAS NATURALE

(miliardi 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 9,2 milioni di clienti retail in Italia ed in Europa. In particolare sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni.

In un contesto di mercato caratterizzato da una domanda ancora in calo

nel 2018 (-3% e -2% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2017, rispettivamente) e caratterizzata dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) volte al consolidamento della redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo

| | 2018 | | 2017 | | Var. % 2018 vs. 2017 |
|----------------------------------|----------------|----------------------|----------------|----------------------|----------------------|
| | Volumi venduti | Quota di mercato (%) | Volumi venduti | Quota di mercato (%) | |
| Italia a terzi | 32,92 | 45,3 | 31,25 | 41,6 | 5,3 |
| Grossisti | 9,15 | | 8,36 | | 9,4 |
| PSV e borsa | 12,49 | | 10,81 | | 15,5 |
| Industriali | 4,79 | | 4,42 | | 8,4 |
| PMI e terziario | 0,79 | | 0,93 | | (15,1) |
| Termoelettrici | 1,50 | | 2,22 | | (32,4) |
| Residenziali | 4,20 | | 4,51 | | (6,9) |
| Autoconsumi | 6,11 | | 6,18 | | (1,1) |
| TOTALE ITALIA | 39,03 | 53,7 | 37,43 | 49,8 | 4,3 |
| Domanda Gas^(a) | 72,70 | | 75,15 | | (3,3) |

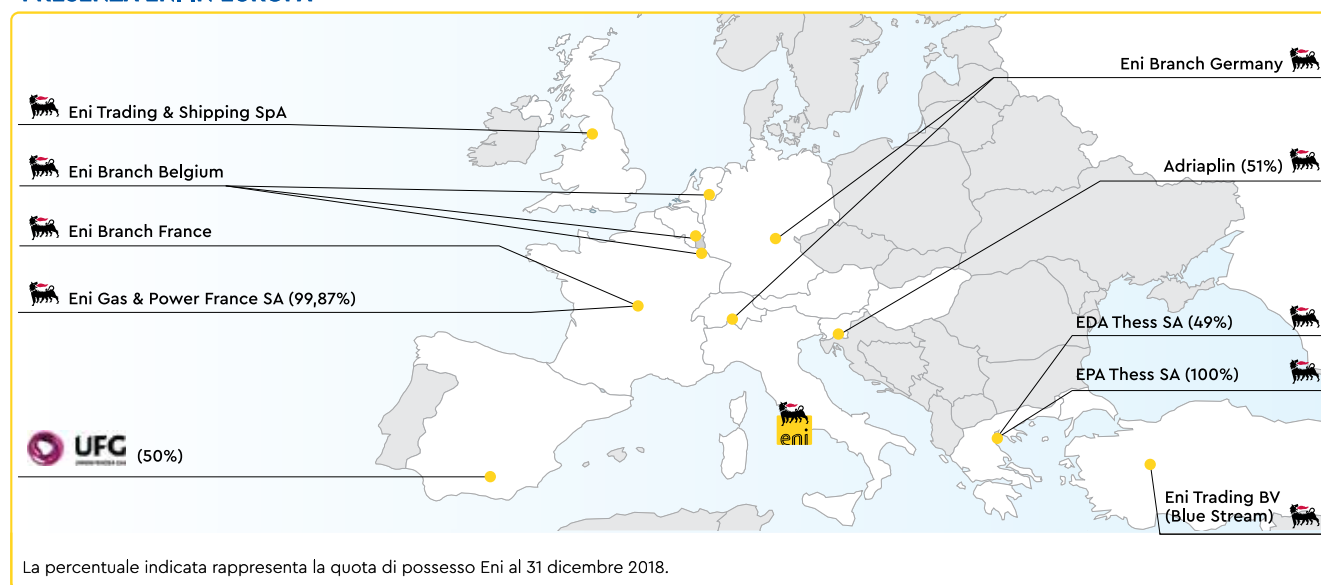
(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato

| | (miliardi di metri cubi) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ITALIA | | 39,03 | 37,43 | 38,43 | 38,44 | 34,04 |
| Grossisti | | 9,15 | 8,36 | 7,93 | 4,19 | 4,05 |
| PSV e borsa | | 12,49 | 10,81 | 12,98 | 16,35 | 11,96 |
| Industriali | | 4,79 | 4,42 | 4,54 | 4,66 | 4,93 |
| PMI e terziario | | 0,79 | 0,93 | 1,72 | 1,58 | 1,60 |
| Termoelettrici | | 1,50 | 2,22 | 0,77 | 0,88 | 1,42 |
| Residenziali | | 4,20 | 4,51 | 4,39 | 4,90 | 4,46 |
| Autoconsumi | | 6,11 | 6,18 | 6,10 | 5,88 | 5,62 |
| VENDITE INTERNAZIONALI | | 37,68 | 43,40 | 47,88 | 49,28 | 52,07 |
| Resto d'Europa | | 29,42 | 38,23 | 42,43 | 42,89 | 46,22 |
| Importatori in Italia | | 3,42 | 3,89 | 4,37 | 4,61 | 4,01 |
| Mercati europei | | 26,00 | 34,34 | 38,06 | 38,28 | 42,21 |
| <i>Penisola Iberica</i> | | 4,65 | 5,06 | 5,28 | 5,40 | 5,31 |
| <i>Germania/Austria</i> | | 1,83 | 6,95 | 7,81 | 5,82 | 7,44 |
| <i>Benelux</i> | | 5,29 | 5,06 | 7,03 | 7,94 | 10,36 |
| <i>Ungheria</i> | | | | 0,93 | 1,58 | 1,55 |
| <i>Regno Unito</i> | | 2,22 | 2,21 | 2,01 | 1,96 | 2,94 |
| <i>Turchia</i> | | 6,53 | 8,03 | 6,55 | 7,76 | 7,12 |
| <i>Francia</i> | | 4,95 | 6,38 | 7,42 | 7,11 | 7,05 |
| <i>Altro</i> | | 0,53 | 0,65 | 1,03 | 0,71 | 0,44 |
| Mercati extra europei | | 8,26 | 5,17 | 5,45 | 6,39 | 5,85 |
| TOTALE VENDITE GAS MONDO | | 76,71 | 80,83 | 86,31 | 87,72 | 86,11 |

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

PRESENZA ENI IN EUROPA



Benelux

Eni è attiva in Benelux nei segmenti industriali, grossista, termoelettrico. Nel 2018 le vendite ammontano a 5,29 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,23 miliardi di metri cubi (pari al 4,5%) grazie alle attività di ottimizzazione.

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 2018, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 4,95 miliardi di metri cubi con un decremento di 1,43 miliardi di metri cubi, pari al 22,4%, rispetto al 2017.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una

struttura commerciale diretta. Complessivamente, nel 2018 Eni ha venduto 1,83 miliardi di metri cubi di gas in Germania e Austria con un decremento di 5,12 miliardi di metri cubi, pari al 73,7% rispetto all'anno precedente a seguito dei minori volumi commercializzati alle compagnie di distribuzione locale. È in corso un processo di uscita totale da questi mercati.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2018 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,50 miliardi di metri cubi (1,75 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% all'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman. Nel 2018, le vendite in Spagna di Eni sono state di 4,65 miliardi di metri cubi, in calo di 0,41 miliardi di metri cubi (-8,1%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2018, le vendite sono state di 6,53 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 1,50 miliardi di metri cubi, pari al 18,7% rispetto al 2017 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 2018, le vendite Eni sono state di 2,22 miliardi di metri cubi sostanzialmente in linea con l'anno precedente.

Grecia

Eni è presente nel Paese nell'approvvigionamento e vendita di gas naturale ed energia elettrica e nella distribuzione di gas naturale. Tali attività sono svolte rispettivamente attraverso la società EPA Thess SA, controllata al 100%, a seguito dell'acquisizione nel 2018 dell'ulteriore 51%, e la società a controllo congiunto EDA Thess SA, partecipata al 49%.

Nel 2018, le vendite di gas naturale sono state di 0,23 miliardi di metri cubi (0,17 miliardi di metri cubi nel 2017) e sono stati riforniti circa 300 mila clienti gas e luce.

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. 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 (10,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 24,1% rispetto al 2017 e hanno riguardato

principalmente il GNL proveniente dall'Indonesia, Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato in Europa, Cina, Giappone, Pakistan e Taiwan.

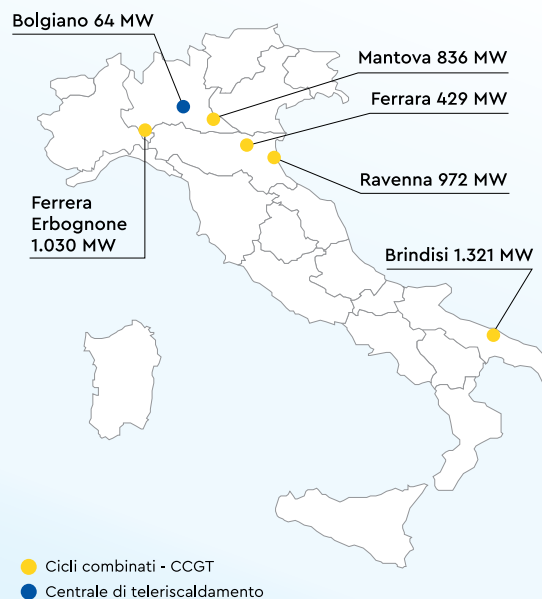
3. Generazione elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2018, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt. Nel 2018, la produzione di energia termoelettrica è stata di 21,62 TWh, in diminuzione di 0,8 TWh rispetto al 2017, pari a -3,6%.

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 15,45 TWh di energia elettrica (+19,7% rispetto al 2017) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le vendite di energia elettrica (37,07 TWh) in aumento del 4,9% rispetto al 2017 sono state destinate ai clienti del mercato libero (70%), borsa elettrica (19%), siti industriali (10%) e altro (1%). La riduzione di 0,62 TWh nel mercato libero, pari a -2,3%, è riconducibile alle minori vendite ai clienti large (-2,38 TWh), al middle market (-1,45 TWh) e alle PMI (-0,20 TWh), in parte bilanciate dall'aumento dei volumi destinati al segmento grossisti (+3,39 TWh).

CENTRALI E STABILIMENTI ENIPOWER IN ITALIA



Capacità installata al 31 dicembre 2018: 4.652 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 24,1 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.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

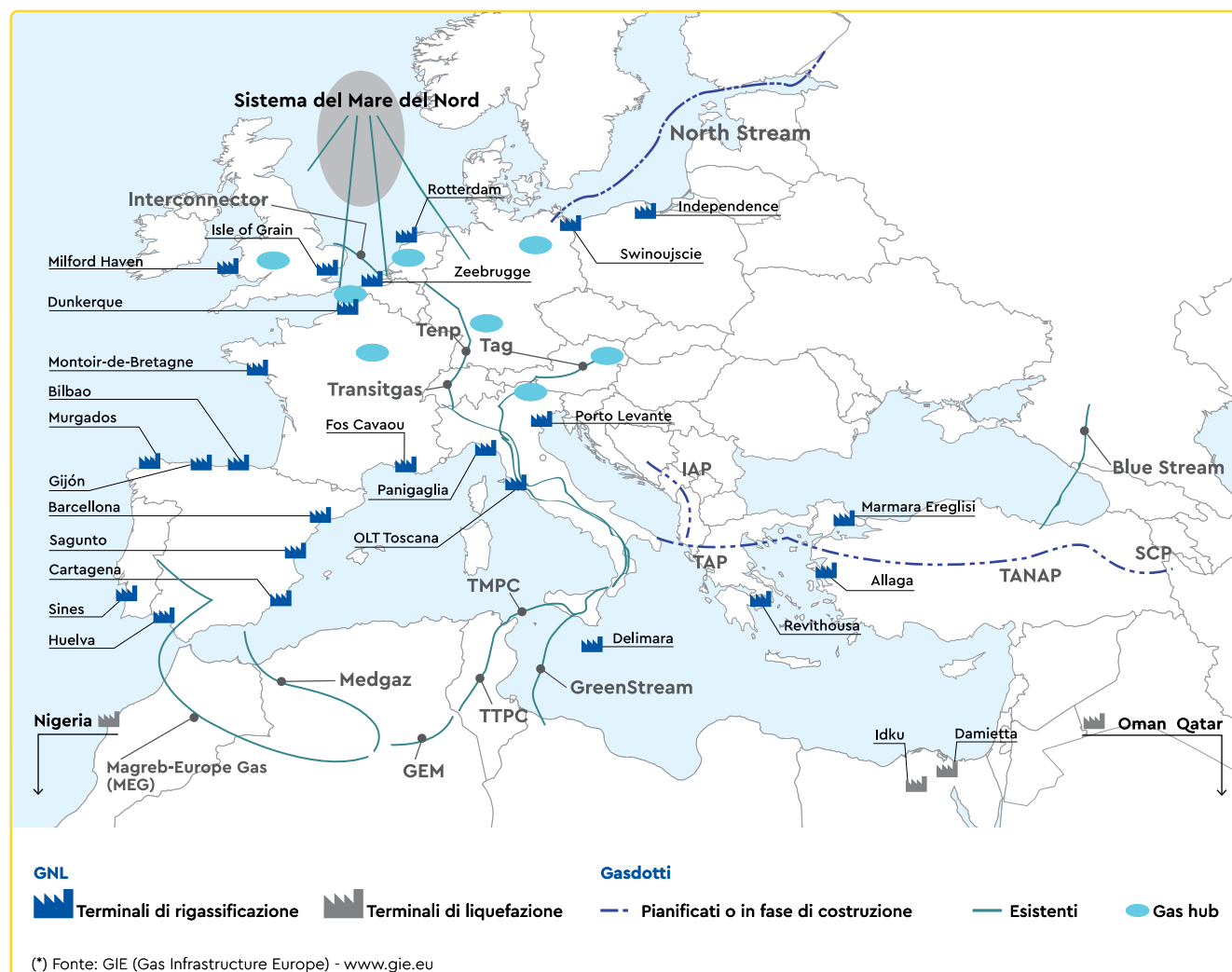
Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia. Inoltre Eni partecipa al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto. Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni:

- **il gasdotto TTPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri (due linee lunghe ciascuna 370 chilometri) e della capacità di trasporto di 34,3 miliardi di metri cubi/anno. Dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, punto di consegna del gas alla frontiera algerina, 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 GreenStream** 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^(*)



Approvvigionamento di gas naturale

| | (miliardi di metri cubi) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 5,33 | 5,05 | 6,00 | 6,73 | 6,92 |
| Russia | | 26,24 | 28,09 | 27,99 | 30,33 | 26,68 |
| Algeria (incluso il GNL) | | 12,02 | 13,18 | 12,90 | 6,05 | 7,51 |
| Libia | | 4,55 | 4,76 | 4,87 | 7,25 | 6,66 |
| Paesi Bassi | | 3,95 | 5,20 | 9,60 | 11,73 | 13,46 |
| Norvegia | | 6,75 | 7,48 | 8,18 | 8,40 | 8,43 |
| Regno Unito | | 2,21 | 2,36 | 2,08 | 2,35 | 2,64 |
| Indonesia (GNL) | | 3,06 | 0,74 | | | |
| Qatar (GNL) | | 2,56 | 2,36 | 3,28 | 3,11 | 2,98 |
| Altri acquisti di gas naturale | | 5,52 | 6,75 | 5,83 | 7,42 | 5,94 |
| Altri acquisti di GNL | | 1,96 | 2,31 | 1,91 | 2,02 | 1,69 |
| Estero | | 68,82 | 73,23 | 76,64 | 78,66 | 75,99 |
| Totale approvvigionamenti delle società consolidate | | 74,15 | 78,28 | 82,64 | 85,39 | 82,91 |
| Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio | | 0,08 | 0,31 | 1,40 | | (0,20) |
| Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni | | (0,18) | (0,45) | (0,21) | (0,34) | (0,25) |
| DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE | | 74,05 | 78,14 | 83,83 | 85,05 | 82,46 |
| Disponibilità per la vendita delle società collegate | | 2,66 | 2,69 | 2,48 | 2,67 | 3,65 |
| TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA | | 76,71 | 80,83 | 86,31 | 87,72 | 86,11 |

Vendite di gas per entità

| | (miliardi di metri cubi) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Vendite delle società consolidate | | 73,70 | 77,52 | 83,34 | 84,94 | 81,73 |
| Italia (inclusi autoconsumi) | | 39,03 | 37,43 | 38,43 | 38,44 | 34,04 |
| Resto d'Europa | | 27,58 | 36,10 | 40,52 | 41,14 | 43,07 |
| Extra Europa | | 7,09 | 3,99 | 4,39 | 5,36 | 4,62 |
| Vendite delle società collegate (quota Eni) | | 3,01 | 3,31 | 2,97 | 2,78 | 4,38 |
| Resto d'Europa | | 1,84 | 2,13 | 1,91 | 1,75 | 3,15 |
| Extra Europa | | 1,17 | 1,18 | 1,06 | 1,03 | 1,23 |
| TOTALE VENDITE GAS MONDO | | 76,71 | 80,83 | 86,31 | 87,72 | 86,11 |

Vendite di GNL

| | (miliardi di metri cubi) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|------------------------|--------------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|
| Vendite G&P | | 10,3 | 8,3 | 8,1 | 9,0 | 8,9 |
| Europa | | 4,7 | 5,2 | 5,2 | 4,8 | 5,0 |
| Extra Europa | | 5,6 | 3,1 | 2,9 | 4,2 | 3,9 |

Vendite di energia elettrica

| | (terawattora) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Mercato libero | | 25,91 | 26,53 | 27,49 | 25,90 | 24,86 |
| Borsa elettrica | | 7,17 | 5,21 | 5,64 | 5,09 | 4,71 |
| Siti | | 3,49 | 3,01 | 3,11 | 3,23 | 3,17 |
| Altro ^(a) | | 0,50 | 0,58 | 0,81 | 0,66 | 0,84 |
| Vendite di energia elettrica | | 37,07 | 35,33 | 37,05 | 34,88 | 33,58 |
| Produzione di energia elettrica | | 21,62 | 22,42 | 21,78 | 20,69 | 19,55 |
| Acquisti di energia elettrica^(a) | | 15,45 | 12,91 | 15,27 | 14,19 | 14,03 |

(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 31/12/2018 (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 ^(c) | 2 | 2011-2014 | Fotovoltaico | Fotovoltaico |
| | 4.654 | | | |

(a) Capacità installata e in esercizio.

(b) Capacità in quota Eni.

(c) Impianti gestiti dalla direzione Energy Solutions.

Generazione elettrica

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|--------------------------|--------------|------------|------------|------------|------------|
| Acquisti | | | | | | |
| Gas naturale | (milioni di metri cubi) | 4.300 | 4.359 | 4.334 | 4.270 | 4.074 |
| Altri combustibili | (migliaia di tep) | 356 | 392 | 360 | 313 | 338 |
| Produzioni | | | | | | |
| Produzione di energia elettrica | (terawattora) | 21,62 | 22,42 | 21,78 | 20,69 | 19,55 |
| Produzione di vapore | (migliaia di tonnellate) | 7.919 | 7.551 | 7.974 | 9.318 | 9.010 |
| Capacità installata (in esercizio) | (GW) | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,9 | 4,9 |

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) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---------------------------------|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 139 | 99 | 73 | 100 | 128 |
| Estero | | 76 | 43 | 47 | 54 | 44 |
| | | 215 | 142 | 120 | 154 | 172 |
| Mercato | | 207 | 138 | 110 | 138 | 164 |
| Mercato | | 161 | 102 | 69 | 69 | 66 |
| <i>Italia</i> | | 93 | 63 | 32 | 31 | 30 |
| <i>Estero</i> | | 68 | 39 | 37 | 38 | 36 |
| Generazione elettrica | | 46 | 36 | 41 | 69 | 98 |
| Trasporto internazionale | | 8 | 4 | 10 | 16 | 8 |
| | | 215 | 142 | 120 | 154 | 172 |



REFINING & MARKETING E CHIMICA

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--|---------------|--------|--------|---------|---------|
| TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) | (infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000 | 0,56 | 0,62 | 0,38 | 1,07 | 1,51 |
| <i>di cui: dipendenti</i> | | 0,49 | 0,56 | 0,44 | 0,97 | 1,60 |
| <i>contrattisti</i> | | 0,62 | 0,69 | 0,32 | 1,17 | 1,40 |
| Ricavi della gestione caratteristica ^(a) | (€ milioni) | 25.216 | 22.107 | 18.733 | 22.639 | 28.994 |
| Utile (perdita) operativo | | (380) | 981 | 723 | (1.567) | (2.811) |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 380 | 991 | 583 | 695 | (412) |
| - Refining & Marketing | | 390 | 531 | 278 | 387 | (65) |
| - Chimica | | (10) | 460 | 305 | 308 | (347) |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 238 | 663 | 419 | 512 | (319) |
| - Refining & Marketing | | 279 | 355 | 157 | 282 | (41) |
| - Chimica | | (41) | 308 | 262 | 230 | (278) |
| Investimenti tecnici | | 877 | 729 | 664 | 628 | 819 |
| Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero | (milioni di tonnellate) | 23,23 | 24,02 | 24,52 | 26,41 | 25,03 |
| Grado di conversione del sistema | (%) | 54 | 54 | 50 | 49 | 51 |
| Capacità bilanciata delle raffinerie | (migliaia di barili/giorno) | 548 | 548 | 548 | 548 | 617 |
| Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione | (%) | 91 | 90 | 90 | 95 | 82 |
| Lavorazioni green | (migliaia di tonnellate) | 253 | 242 | 212 | 204 | 127 |
| Vendite di prodotti petroliferi rete Europa | (milioni di tonnellate) | 8,39 | 8,54 | 8,59 | 8,89 | 9,21 |
| Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo | (numero) | 5.448 | 5.544 | 5.622 | 5.846 | 6.220 |
| Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa | (migliaia di litri) | 1.776 | 1.783 | 1.742 | 1.754 | 1.725 |
| Grado di efficienza della rete | (%) | 1,20 | 1,20 | 1,10 | 1,14 | 1,19 |
| Produzione di prodotti petrolchimici | (migliaia di tonnellate) | 9.483 | 8.955 | 8.809 | 8.670 | 7.926 |
| Vendite di prodotti petrolchimici | | 4.938 | 4.646 | 4.745 | 4.813 | 4.681 |
| Tasso di utilizzo medio degli impianti | (%) | 76 | 73 | 72 | 73 | 71 |
| Dipendenti in servizio a fine periodo | (numero) | 11.136 | 10.916 | 10.858 | 10.995 | 11.884 |
| - di cui all'estero | | 2.396 | 2.336 | 2.281 | 2.360 | 2.598 |
| Emissioni dirette di GHG | (milioni di tonnellate di CO ₂ eq) | 8,19 | 7,82 | 8,50 | 8,19 | 8,45 |
| Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo) | (migliaia di tonnellate SO ₂ eq) | 4,80 | 5,18 | 4,35 | 6,17 | 6,84 |
| Emissioni GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(b) | (tonnellate CO ₂ eq/migliaia di tonnellate) | 253 | 258 | 278 | 253 | 301 |

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Nel 2018 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro totale conferma l'impegno di Eni nel rispetto delle linee guida in materia di salute e sicurezza, registrando un miglioramento del 9,7% rispetto al 2017 con il contributo sia dei dipendenti che dei contrattisti (rispettivamente -12,5% e -10,1%).
- Le emissioni di GHG hanno registrato un aumento del 4,7% in termini assoluti per effetto degli incrementi produttivi.
- Gli interventi di efficienza energetica hanno contribuito alla riduzione del 2,1% del rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- Nel 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €380 milioni, che rappresenta un peggioramento di €611 milioni rispetto al 2017 (-62%).
Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €390 milioni, con una riduzione del 27% in linea con l'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione (SERM -26%). Tale risultato ha subito anche un maggior impatto delle fermate, attenuato dalla positiva performance del marketing per effetto delle politiche commerciali.

Il business della Chimica è stato penalizzato dalla crescita del prezzo della virgin nafta nei primi dieci mesi dell'anno e dalla forte contrazione delle quotazioni del polietilene nel quarto trimestre, conseguendo una perdita operativa adjusted di €10 milioni rispetto al 2017 che chiudeva con un utile di €460 milioni.

- Il margine di raffinazione di breakeven allo scenario cambio e differenziali oli di budget è di 3 \$/barile in linea con la guidance.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate, in riduzione del 3,3% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle minori lavorazioni presso la raffineria di Taranto (compensate da maggiori lavorazioni conto terzi), delle fermate manutentive a Milazzo e dell'evento occorso nel mese di settembre presso la raffineria di Bayernoil. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Sannazzaro e di Livorno, quest'ultima penalizzata nel 2017 dal fermo impianti per forza maggiore.
- In crescita i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,25 milioni di tonnellate; +4,2% rispetto al 2017).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (-1,7%).
- Le vendite rete nel resto d'Europa (2,48 milioni di tonnellate) registrano un calo del 2% rispetto al 2017 essenzialmente in Germania, a seguito dell'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia.
- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 4,94 milioni di tonnellate hanno evidenziato una crescita del 6,3% rispetto al 2017 per maggiori vendite di intermedi.
- Gli investimenti tecnici del settore di €877 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione.

ACQUISIZIONE DI NUOVA CAPACITÀ DI RAFFINAZIONE IN MEDIO ORIENTE

Nel gennaio 2019 firmato uno share purchase agreement con Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) per l'acquisizione della quota del 20% della società ADNOC Refining, che si colloca tra le prime al mondo per capacità di raffinazione (complessiva oltre i 900 mboe/giorno). Inoltre l'accordo prevede la costituzione di una joint venture tra Eni, Österreichische Mineralölverwaltung (OMV) e ADNOC dedicata alla commercializzazione dei prodotti petroliferi che sarà costituita con la partecipazione di Eni al 20%, ADNOC 65% e OMV 15%. Il corrispettivo dell'operazione è pari a circa \$3,3 miliardi, al netto del debito e sarà soggetto ad aggiustamenti contrattuali al closing. Il completamento dell'acquisizione è subordinato all'autorizzazione delle autorità competenti. L'operazione è in linea con la strategia Eni di diversificazione del proprio posizionamento geografico e di integrazione di tutta la catena del valore.

Eni, attraverso le competenze maturate, fornirà il proprio supporto allo sviluppo tecnologico delle tre raffinerie operate da ADNOC Refining, situate nelle aree di Ruwais e Abu Dhabi. L'operazione, una delle più rilevanti mai condotte nel settore della raffinazione, permette un incremento della capacità di raffinazione Eni del 35% e di conseguire nel lungo termine un margine di breakeven di 1,5 \$/barile.

ACCORDI A SOSTEGNO DELL'ECONOMIA CIRCOLARE

Nell'ambito dell'impegno Eni nell'economia circolare sono stati sottoscritti diversi accordi con alcuni comuni italiani, Città del Vaticano e società multiutility che operano nei settori dello smaltimento dei rifiuti e trasporto pubblico locale (a Taranto, Torino, Venezia, Roma e comuni dell'Emilia Romagna) per la valorizzazione dei rifiuti civili organici e non, attraverso la trasformazione in risorse energetiche, quali biocarburanti. Tali accordi hanno l'obiettivo di promuovere l'uso di Eni Diesel + nell'ambito del trasporto pubblico, per consentire la riduzione delle emissioni inquinanti grazie al 15% di componente rinnovabile e di creare reti per la raccolta di materie prime non edibili, quali oli alimentari esausti e altri rifiuti di origine biologica, da trasformare in biocarburante nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela, quest'ultima a partire dal 2019.

SVILUPPO DELLA CHIMICA VERDE

Continua l'impegno di Eni nello sviluppo della chimica da fonti rinnovabili, attraverso l'acquisizione conclusa a fine anno del ramo di azienda relativo alla chimica verde del Gruppo Mossi & Ghisolfi.

I nuovi asset consentiranno in particolare la valorizzazione delle biomasse. Le attività di sviluppo prevedono inoltre il rilancio del licensing internazionale di una tecnologia proprietaria per la produzione di bioetanolo di seconda generazione in grado di rispondere alla crescente domanda e ai requisiti di sostenibilità previsti per i biocarburanti.

PARTNERSHIP

Firmata partnership fra Versalis e produttori italiani per la costituzione di una filiera dedicata al riciclo dell'erba sintetica dei campi sportivi. Firmato accordo tra Versalis e SABIC, azienda attiva nel campo della reattoristica, per lo sviluppo di una tecnologia innovativa in grado di convertire il gas naturale in gas di sintesi, per produrre combustibili a elevato valore e prodotti chimici (come il metanolo).

NUOVA UNITÀ ELASTOMERI

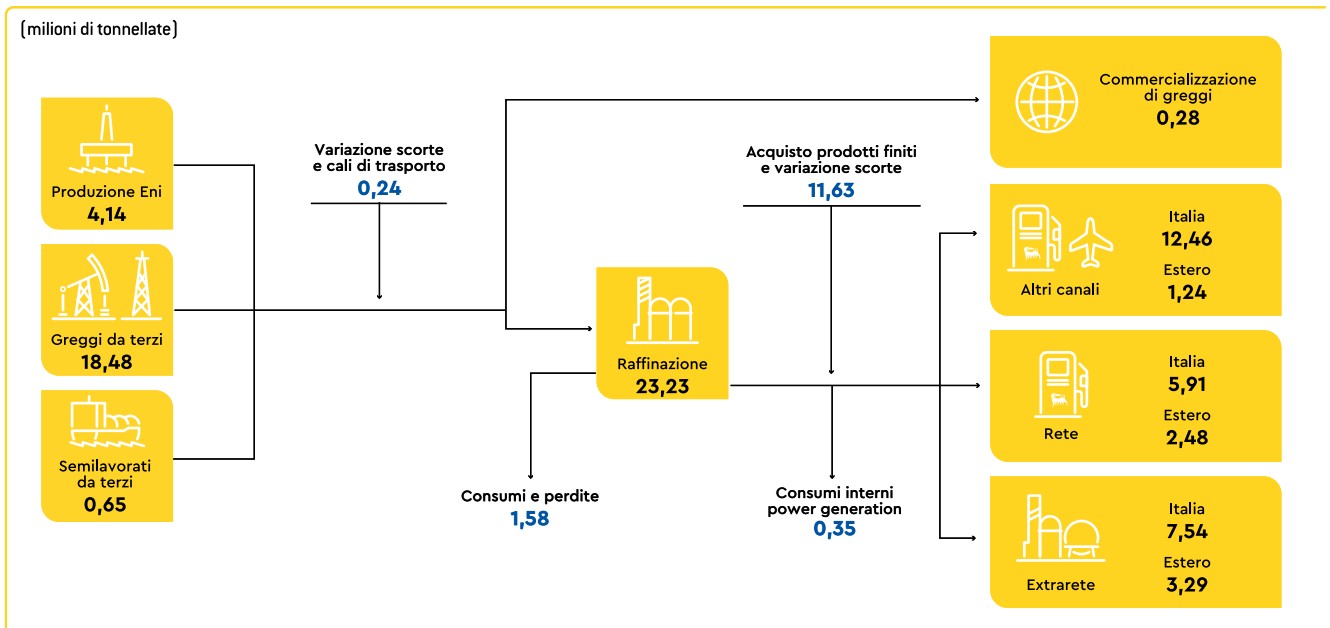
Avviato a settembre il nuovo impianto di Ferrara per la produzione di prodotti di alta gamma destinati, in particolare, all'industria automobilistica. Il progetto, che consolida la presenza di Eni sul territorio, consentirà di incrementare la capacità produttiva complessiva, di rinnovare il portafoglio prodotti elastomeri e aumentare l'occupazione.

SVILUPPO INTERNAZIONALE DELLA CHIMICA

Nell'ambito dell'impegno di Eni nello sviluppo internazionale della chimica è stato sottoscritto un accordo con Mazrui Energy Service, società leader nel settore dei servizi per l'industria Oil & Gas nel Medio Oriente, per la costituzione di una joint venture per la commercializzazione di chemicals innovativi. L'accordo consentirà di valorizzare il know-how e le tecnologie proprietarie di Versalis e di competere con i maggiori player del mercato.

REFINING & MARKETING

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI 2018



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 2018, 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 54%.

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 56%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2018 sono state di 23,23 milioni di tonnellate in riduzione del 3,3% rispetto al corrispondente periodo del 2017 (-0,79 milioni di tonnellate).

Sistema di raffinazione 2018

| | Quota di partecipazione | Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) | Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) | Conversione equivalente ^(a) | Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(b) | Residue Conversion ^(b) | Hydrocracking ^(b) | Visbreaking/ Thermal Cracking ^(b) |
|--------------------------------|-------------------------|---|---|--|---|-----------------------------------|------------------------------|--|
| | (%) | (mgl bl/g) | (%) | (%) | (mgl bl/g) | (mgl bl/g) | (mgl bl/g) | (mgl bl/g) |
| Raffinerie di proprietà | | 388 | 90 | 56 | 34 | 40 | 71 | 29 |
| Italia | | | | | | | | |
| Sannazzaro | 100 | 200 | 93 | 74 | 34 | 14 | 51 | 29 |
| Taranto | 100 | 104 | 73 | 56 | | 26 | 20 | |
| Livorno | 100 | 84 | 100 | 11 | | | | |
| Raffinerie partecipate | | 160 | 94 | 52 | 143 | 25 | 75 | 27 |
| Italia | | | | | | | | |
| Milazzo | 50 | 100 | 99 | 60 | 45 | 25 | 32 | |
| Germania | | | | | | | | |
| Vohburg/Neustadt (Bayernoil) | 20 | 41 | 77 | 36 | 49 | | 43 | |
| Schwedt | 8,33 | 19 | 100 | 42 | 49 | | | 27 |
| TOTALE | | 548 | 91 | 54 | 177 | 65 | 146 | 56 |

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

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

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.

Sannazzaro ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 74%. 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 56%. 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 desolforazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno, un indice di conversione dell'11% e produce lubrificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze) ed è dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desolforazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di de-asphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e de-waxing 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 di due impianti di distillazione primaria e una unità di vacuum, di due unità di desolforazione, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

Estero

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,33% 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

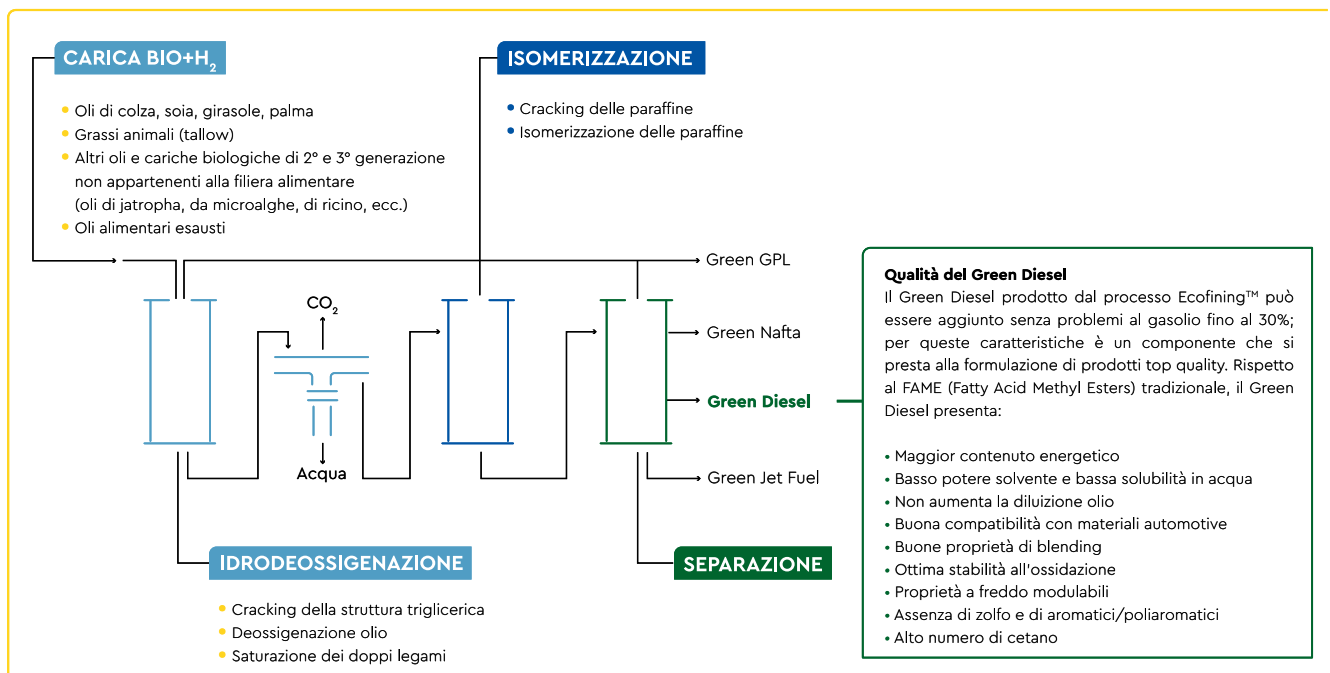
| | Quota di partecipazione | Capacità (2018) | Capacità (a regime) | Lavorazioni (2018) |
|------------------------------|-------------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
| | (%) | (mgl t/a) | (mgl t/a) | (mgl t/a) |
| Interamente possedute | | | | |
| Venezia | 100 | 360 | 560 | 253 |
| Gela | 100 | | 750 | |
| Totale | | 360 | 1.310 | 253 |

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 (Ecofining™). Un'ulteriore fase di sviluppo è in corso. A regime, la produzione sarà in grado di soddisfare circa la metà del fabbisogno Eni di biocarburanti in linea con i requisiti richiesti dalle normative comunitarie in materia ambientale volte a ridurre le emissioni di CO₂.

Gela: nel novembre 2014 è stato concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e le parti sociali, il piano di rilancio del sito di Gela. Il punto chiave dell'accordo è la riconversione della raffineria in bioraffineria. Nell'agosto 2017 è stata rilasciata

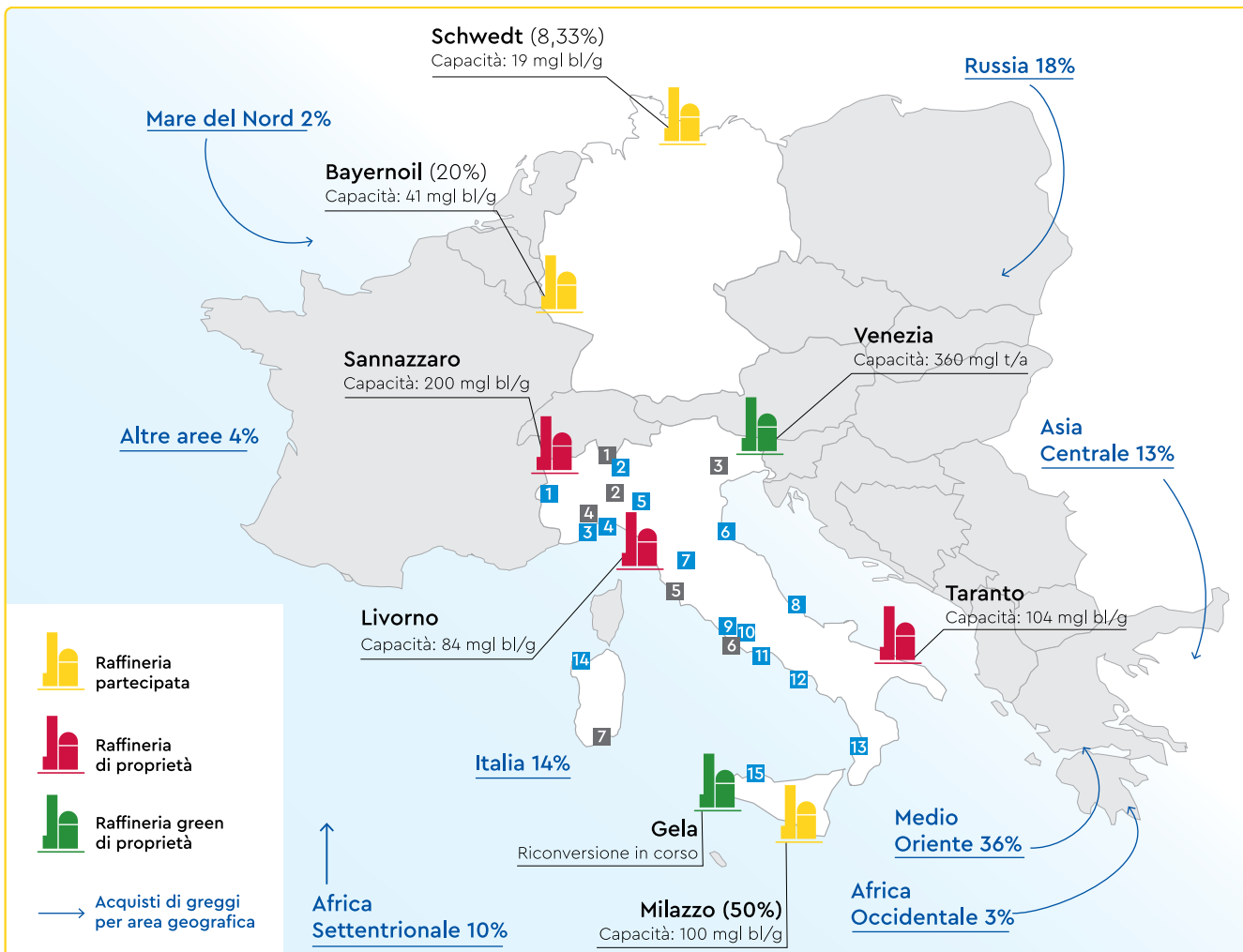
l'autorizzazione VIA/AIA, relativa alla valutazione di impatto ambientale, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministero dei Beni Culturali. Le attività di riconversione sono proseguite nel corso del 2018. Il nuovo impianto entrerà in funzione nel 2019. La raffineria avrà una capacità di 750 mila tonnellate/anno e farà leva sulla tecnologia di conversione Eni Ecofining™ in grado di convertire materie prime di seconda generazione in green diesel, un biocarburante altamente sostenibile. L'impianto, che impegnerà l'intera capacità produttiva nel processare materie prime di seconda generazione, consentirà di produrre green diesel nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG lungo tutta la catena produttiva.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI



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

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE E LOGISTICA(*)



Depositi di proprietà

| | | |
|------------------------|-----------------|------------------|
| 1 Volpiano | 6 Ravenna (GPL) | 11 Gaeta |
| 2 Rho | 7 Calenzano | 12 Napoli (GPL) |
| 3 Genova Pegli | 8 Ortona | 13 Vibo Valentia |
| 4 Porto Petroli Genova | 9 Pantano | 14 Porto Torres |
| 5 Fiozenzuola | 10 Pomezia | 15 Palermo |

Depositi in joint venture

| | |
|------------------|-----------|
| 1 Disma | 6 Seram |
| 2 SIGEMI Arquata | 7 Sarroch |
| 3 Petroven | |
| 4 Seapad | |
| 5 Toscopetrol | |

(*) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2018.

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 15 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale. La logistica Eni è organizzata in tre hub (Italia meridionale, centrale e settentrionale), in modo da garantire elevati standard tecnici e di sicurezza oltre all'efficienza dei costi. Eni partecipa in 7 joint venture con i più importanti produttori petroliferi nazionali (Sigemi, Petroven, Seram, Disma,

Seapad, Toscopetrol e Sarroch), con l'obiettivo di ridurre i costi e migliorare l'efficienza gestionale. Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare, mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra, attraverso una rete di oleodotti della quale 1.149 chilometri in esercizio. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi, selezionate come market leader nel proprio settore.

4. Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto 0,9 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa il 3% della domanda mondiale, utilizzato per innalzare il numero di ottano nella benzina) e metanolo (utilizzato principalmente nella petrolchimica). La disponibilità di prodotto è assicurata per il 79% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) ed in Venezuela (in joint venture con Pequiven) e per il 21% da acquisti.

MARKETING

1. Rete Italia

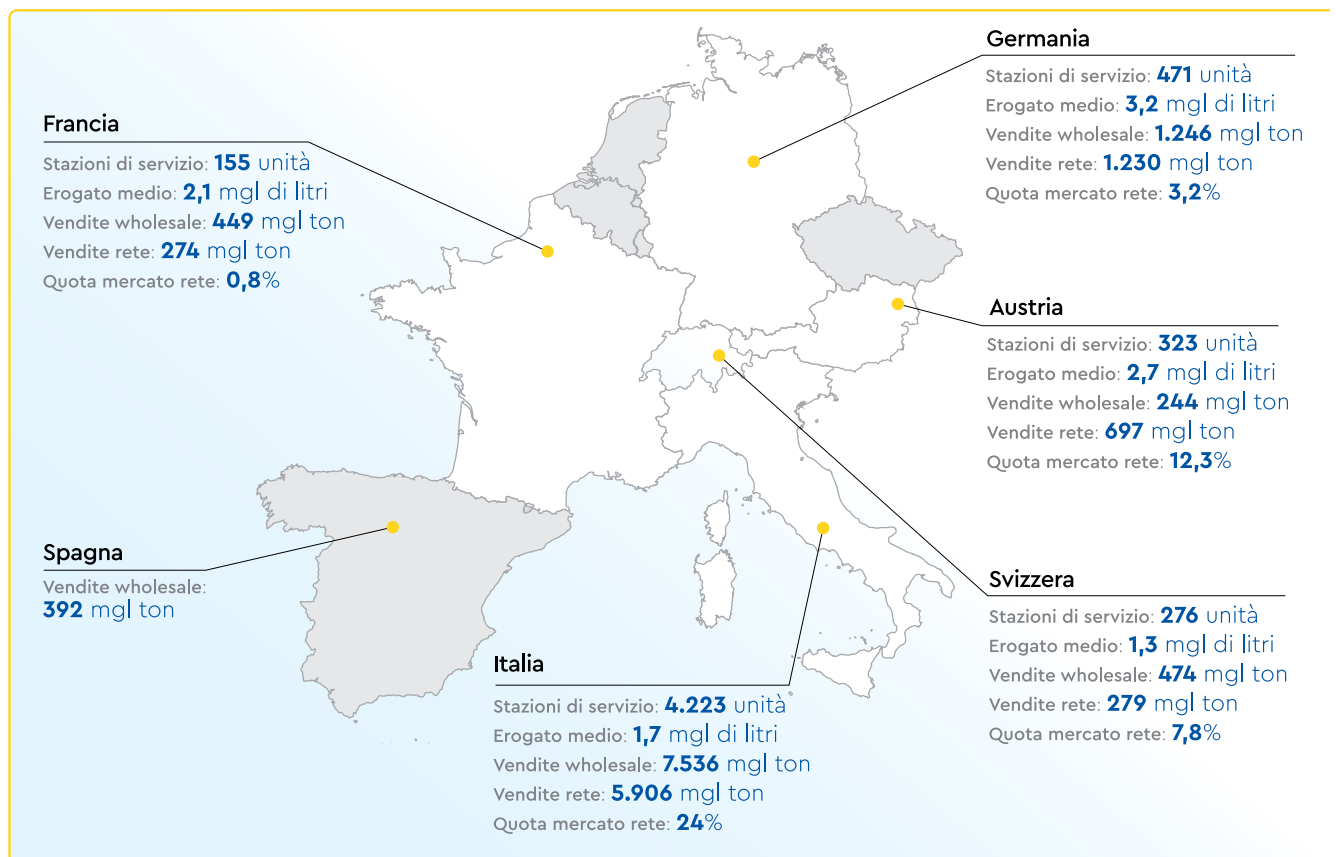
In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 24%, in lieve diminuzione rispetto al 2017 (24,3%). Nel 2018, le vendite sulla rete in Italia (5,91 milioni di tonnellate) sono in lieve diminuzione rispetto al 2017 (circa 100

mila tonnellate, -1,7%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.589 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2017. Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.223 stazioni di servizio con una riduzione di 87 unità rispetto al 31 dicembre 2017 (4.310 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (74 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (10 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali al netto delle nuove aperture (3 unità).

2. Rete resto d'Europa

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 2,48 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'evento occorso presso la raffineria di Bayernoil e in Francia. Al 31 dicembre 2018 la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.225 stazioni di servizio, con un numero di distributori in diminuzione di 9 unità rispetto al 31 dicembre 2017 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.391 mila litri) è diminuito di 49 mila litri rispetto al 2017 (2.440 mila litri).

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2018



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 7,54 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2017, le minori vendite di gas sono compensate dai maggiori volumi commercializzati di altri prodotti.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,96 milioni di tonnellate) sono in aumento dell'11,6%.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 2,82 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,9% rispetto al 2017 per effetto dei minori volumi venduti in Germania e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Spagna.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,74 milioni di tonnellate) sono in leggero aumento di 0,06 milioni di tonnellate per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione Eni, dalla disponibilità di 5 stabilimenti di imbottigliamento e un deposito secondario di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli

e Ravenna. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione. Nel 2018 la quota di mercato Eni sul mercato domestico è stata pari al 17,8%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 37,3%.

Eni dispone di 6 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Spagna, Germania, USA, 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 2018 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 19,06% in Italia, al 3% in Europa e all'1% su base mondiale. Eni distribuisce i propri prodotti in più di 80 paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

Approvvigionamento di greggi

| | (milioni di tonnellate) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Greggi equity | | 4,14 | 3,51 | 3,43 | 5,04 | 5,81 |
| Altri greggi | | 18,48 | 20,77 | 19,92 | 19,76 | 17,21 |
| Totale acquisti di greggi | | 22,62 | 24,28 | 23,35 | 24,80 | 23,02 |
| Acquisti di semilavorati | | 0,65 | 0,96 | 1,35 | 1,66 | 2,02 |
| Acquisti di prodotti | | 11,55 | 10,92 | 11,20 | 10,68 | 11,07 |
| TOTALE ACQUISTI | | 34,82 | 36,16 | 35,90 | 37,14 | 36,11 |
| Consumi per produzione di energia elettrica | | (0,35) | (0,34) | (0,37) | (0,41) | (0,57) |
| Altre variazioni ^(a) | | (1,27) | (1,76) | (1,92) | (1,22) | (0,62) |
| TOTALE DISPONIBILITÀ | | 33,20 | 34,06 | 33,61 | 35,51 | 34,92 |

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

Disponibilità di prodotti petroliferi

| | (milioni di tonnellate) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| ITALIA | | | | | | |
| Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà | | 16,78 | 16,03 | 17,37 | 18,37 | 16,24 |
| Lavorazioni in conto terzi | | (1,03) | (0,34) | (0,27) | (0,38) | (0,58) |
| Lavorazioni sulle raffinerie di terzi | | 4,93 | 5,46 | 4,51 | 4,73 | 4,26 |
| Lavorazioni in conto proprio | | 20,68 | 21,15 | 21,61 | 22,72 | 19,92 |
| Consumi e perdite | | (1,38) | (1,36) | (1,53) | (1,52) | (1,33) |
| Prodotti disponibili da lavorazioni | | 19,30 | 19,79 | 20,08 | 21,20 | 18,59 |
| Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte | | 7,50 | 6,74 | 6,28 | 6,22 | 7,19 |
| Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero | | (0,54) | (0,46) | (0,39) | (0,48) | (0,72) |
| Consumi per produzione di energia elettrica | | (0,35) | (0,34) | (0,37) | (0,41) | (0,57) |
| Prodotti venduti | | 25,91 | 25,73 | 25,60 | 26,53 | 24,49 |
| TOTALE LAVORAZIONI GREEN | | 0,25 | 0,24 | 0,21 | 0,20 | 0,13 |
| ESTERO | | | | | | |
| Lavorazioni in conto proprio | | 2,55 | 2,87 | 2,91 | 3,69 | 5,11 |
| Consumi e perdite | | (0,20) | (0,22) | (0,22) | (0,23) | (0,21) |
| Prodotti disponibili da lavorazioni | | 2,35 | 2,65 | 2,69 | 3,46 | 4,90 |
| Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte | | 4,12 | 4,36 | 4,72 | 4,77 | 4,48 |
| Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia | | 0,54 | 0,46 | 0,40 | 0,48 | 0,72 |
| Prodotti venduti | | 7,01 | 7,47 | 7,81 | 8,71 | 10,10 |
| LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO | | 23,23 | 24,02 | 24,52 | 26,41 | 25,03 |
| di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity | | 4,14 | 3,51 | 3,43 | 5,04 | 5,81 |
| VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO | | 32,92 | 33,20 | 33,41 | 35,24 | 34,59 |
| Vendite di greggi | | 0,28 | 0,86 | 0,20 | 0,27 | 0,33 |
| TOTALE VENDITE | | 33,20 | 34,06 | 33,61 | 35,51 | 34,92 |

Produzioni e vendite per prodotto

| | (milioni di tonnellate) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|-----------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Produzioni: | | | | | | |
| Benzina | | 5,97 | 5,88 | 6,13 | 6,36 | 6,07 |
| Gasolio | | 8,81 | 8,99 | 9,93 | 10,66 | 10,31 |
| Jet fuel/Cherosene | | 1,60 | 1,43 | 1,49 | 1,51 | 1,45 |
| Olio combustibile | | 2,25 | 2,60 | 2,43 | 2,46 | 2,04 |
| GPL | | 0,42 | 0,56 | 0,39 | 0,44 | 0,49 |
| Lubrificanti | | 0,59 | 0,46 | 0,44 | 0,54 | 0,54 |
| Cariche petrolchimiche | | 0,72 | 0,97 | 1,46 | 1,86 | 1,67 |
| Altri prodotti | | 1,28 | 1,56 | 0,49 | 0,84 | 0,92 |
| Totale produzioni | | 21,64 | 22,44 | 22,77 | 24,67 | 23,49 |
| Vendite: | | | | | | |
| Italia | | | | | | |
| Benzina | | 1,90 | 1,95 | 2,02 | 1,97 | 2,00 |
| Gasolio | | 7,28 | 7,43 | 7,69 | 7,64 | 7,61 |
| Jet fuel/Cherosene | | 1,98 | 1,96 | 1,82 | 1,60 | 1,59 |
| Olio combustibile | | 0,07 | 0,08 | 0,13 | 0,12 | 0,12 |
| GPL | | 0,58 | 0,59 | 0,58 | 0,58 | 0,59 |
| Lubrificanti | | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,09 |
| Cariche petrolchimiche | | 0,96 | 0,86 | 1,02 | 1,17 | 0,89 |
| Altri prodotti | | 13,06 | 12,78 | 12,26 | 13,37 | 11,59 |
| Resto d'Europa | | | | | | |
| Benzina | | 1,30 | 1,21 | 1,27 | 1,51 | 1,80 |
| Gasolio | | 3,16 | 3,29 | 3,44 | 3,98 | 4,48 |
| Jet fuel/Cherosene | | 0,33 | 0,50 | 0,62 | 0,65 | 0,55 |
| Olio combustibile | | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,17 | 0,18 |
| GPL | | 0,07 | 0,08 | 0,07 | 0,10 | 0,14 |
| Lubrificanti | | 0,09 | 0,09 | 0,08 | 0,09 | 0,09 |
| Altri prodotti | | 1,48 | 1,73 | 1,77 | 1,79 | 2,45 |
| Extra Europa | | | | | | |
| GPL | | 0,44 | 0,43 | 0,42 | 0,41 | 0,41 |
| Lubrificanti | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 |
| Mondo | | | | | | |
| Benzina | | 3,20 | 3,16 | 3,29 | 3,48 | 3,80 |
| Gasolio | | 10,44 | 10,72 | 11,13 | 11,62 | 12,09 |
| Jet fuel/Cherosene | | 2,31 | 2,46 | 2,44 | 2,25 | 2,14 |
| Olio combustibile | | 0,20 | 0,21 | 0,26 | 0,29 | 0,30 |
| GPL | | 1,09 | 1,10 | 1,07 | 1,09 | 1,14 |
| Lubrificanti | | 0,18 | 0,18 | 0,17 | 0,18 | 0,19 |
| Cariche petrolchimiche | | 0,96 | 0,86 | 1,02 | 1,17 | 0,89 |
| Altri prodotti | | 14,54 | 14,51 | 14,03 | 15,16 | 14,04 |
| TOTALE VENDITE MONDO | | 32,92 | 33,20 | 33,41 | 35,24 | 34,59 |

Vendite di prodotti petroliferi per canale

| | (milioni di tonnellate) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|----------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Rete | | 5,91 | 6,01 | 5,93 | 5,96 | 6,14 |
| Extrarrete | | 7,54 | 7,64 | 8,16 | 7,84 | 7,57 |
| | | 13,45 | 13,65 | 14,09 | 13,80 | 13,71 |
| Petrolchimica | | 0,96 | 0,86 | 1,02 | 1,17 | 0,89 |
| Altre vendite | | 11,50 | 11,22 | 10,49 | 11,56 | 9,89 |
| Vendite in Italia | | 25,91 | 25,73 | 25,60 | 26,53 | 24,49 |
| Rete resto d'Europa | | 2,48 | 2,53 | 2,66 | 2,93 | 3,07 |
| Extrarrete resto d'Europa | | 2,82 | 3,03 | 3,18 | 3,83 | 4,60 |
| Extrarrete mercati extra europei | | 0,47 | 0,45 | 0,43 | 0,43 | 0,43 |
| Rete ed extrarrete estero | | 5,77 | 6,01 | 6,27 | 7,19 | 8,10 |
| Altre vendite | | 1,24 | 1,46 | 1,54 | 1,52 | 2,00 |
| Vendite all'estero | | 7,01 | 7,47 | 7,81 | 8,71 | 10,10 |
| TOTALE VENDITE | | 32,92 | 33,20 | 33,41 | 35,24 | 34,59 |

Vendite per prodotto/canale

| | (milioni di tonnellate) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 13,45 | 13,65 | 14,09 | 13,80 | 13,71 |
| Vendite rete | | 5,91 | 6,01 | 5,93 | 5,96 | 6,14 |
| Benzina | | 1,46 | 1,51 | 1,53 | 1,60 | 1,71 |
| Gasolio | | 4,03 | 4,08 | 3,99 | 3,96 | 4,07 |
| GPL | | 0,38 | 0,38 | 0,36 | 0,36 | 0,32 |
| Altri prodotti | | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,04 |
| Vendite extrarrete | | 7,54 | 7,64 | 8,16 | 7,84 | 7,57 |
| Gasolio | | 3,25 | 3,36 | 3,70 | 3,69 | 3,54 |
| Oli combustibili | | 0,07 | 0,08 | 0,14 | 0,12 | 0,12 |
| GPL | | 0,20 | 0,21 | 0,22 | 0,22 | 0,28 |
| Benzina | | 0,44 | 0,44 | 0,49 | 0,38 | 0,30 |
| Lubrificanti | | 0,08 | 0,08 | 0,08 | 0,07 | 0,09 |
| Bunker | | 0,80 | 0,85 | 1,01 | 1,07 | 0,91 |
| Jet fuel | | 1,98 | 1,96 | 1,82 | 1,60 | 1,59 |
| Altri prodotti | | 0,72 | 0,66 | 0,70 | 0,69 | 0,74 |
| Estero (rete + extrarrete) | | 5,77 | 6,01 | 6,27 | 7,19 | 8,10 |
| Benzina | | 1,30 | 1,21 | 1,27 | 1,51 | 1,80 |
| Gasolio | | 3,16 | 3,29 | 3,44 | 3,98 | 4,48 |
| Jet fuel | | 0,33 | 0,50 | 0,62 | 0,65 | 0,56 |
| Oli combustibili | | 0,14 | 0,13 | 0,13 | 0,17 | 0,18 |
| Lubrificanti | | 0,09 | 0,10 | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| GPL | | 0,50 | 0,51 | 0,49 | 0,51 | 0,55 |
| Altri prodotti | | 0,25 | 0,27 | 0,22 | 0,27 | 0,43 |
| TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE | | 19,22 | 19,66 | 20,36 | 20,99 | 21,81 |

Stazioni di servizio

| | | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | (numero) | 4.223 | 4.310 | 4.396 | 4.420 | 4.592 |
| Impianti ordinari | | 4.108 | 4.192 | 4.273 | 4.297 | 4.468 |
| Impianti autostradali | | 115 | 118 | 123 | 123 | 124 |
| Estero | | 1.225 | 1.234 | 1.226 | 1.426 | 1.628 |
| Germania | | 471 | 478 | 472 | 472 | 469 |
| Francia | | 155 | 157 | 156 | 154 | 160 |
| Austria/Svizzera | | 599 | 599 | 598 | 604 | 591 |
| Europa orientale | | | | | 196 | 408 |
| Impianti che commercializzano prodotti premium | | 4.675 | 4.488 | 4.405 | 4.466 | 4.949 |
| di cui impianti che commercializzano Green Diesel | | 3.537 | 3.477 | 3.484 | | |
| Impianti "Multi-Energy" | | 4 | 4 | 4 | 6 | 6 |
| Impianti che commercializzano GPL e metano | | 1.043 | 1.050 | 1.073 | 1.176 | 1.206 |
| Vendite non-oil | (€ milioni) | 144 | 144 | 146 | 143 | 151 |

Erogato medio

| | (migliaia di litri/numero stazioni di servizio) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|----------------------------------|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 1.589 | 1.588 | 1.551 | 1.569 | 1.534 |
| Germania | | 3.247 | 3.336 | 3.325 | 3.351 | 3.299 |
| Francia | | 2.144 | 2.302 | 2.360 | 2.244 | 2.139 |
| Austria/Svizzera | | 2.018 | 2.009 | 1.939 | 1.923 | 1.891 |
| Europa orientale | | | | | 1.802 | 1.979 |
| Erogato medio complessivo | | 1.776 | 1.783 | 1.742 | 1.754 | 1.725 |

Quote di mercato in Italia

| | (%) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|------------------------|-----|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Rete | | 24,0 | 24,3 | 24,3 | 24,5 | 25,6 |
| Benzina | | 20,2 | 20,6 | 20,7 | 21,1 | 22,3 |
| Gasolio | | 25,8 | 26,2 | 26,4 | 26,5 | 27,9 |
| GPL (per autotrazione) | | 23,6 | 22,8 | 21,6 | 22,2 | 20,1 |
| Lubrificanti | | 45,0 | 35,0 | 38,5 | 24,5 | 25,1 |
| Extrarete | | 24,8 | 25,7 | 28,4 | 27,5 | 26,4 |
| Gasolio | | 22,3 | 23,3 | 27,2 | 27,1 | 27,1 |
| Oli combustibili | | 12,7 | 14,0 | 21,5 | 11,1 | 13,6 |
| Bunker | | 24,7 | 27,2 | 33,8 | 40,8 | 39,1 |
| Lubrificanti | | 18,8 | 19,3 | 20,4 | 19,4 | 23,2 |

Quote di mercato rete all'estero

| | (%) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|-------------------------|-----|------|------|------|------|------|
| Centro Europa | | | | | | |
| Austria | | 12,3 | 12,4 | 12,4 | 12,6 | 12,1 |
| Svizzera | | 7,8 | 7,8 | 8,3 | 8,3 | 7,3 |
| Germania | | 3,2 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,2 |
| Francia | | 0,8 | 0,8 | 0,9 | 0,8 | 0,8 |
| Europa orientale | | | | | | |
| Ungheria | | | | | 12,1 | 11,9 |
| Repubblica Ceca | | | | | 8,5 | 8,9 |
| Slovacchia | | | | | 9,1 | 9,5 |
| Slovenia | | | | | 2,4 | 2,4 |

Investimenti tecnici

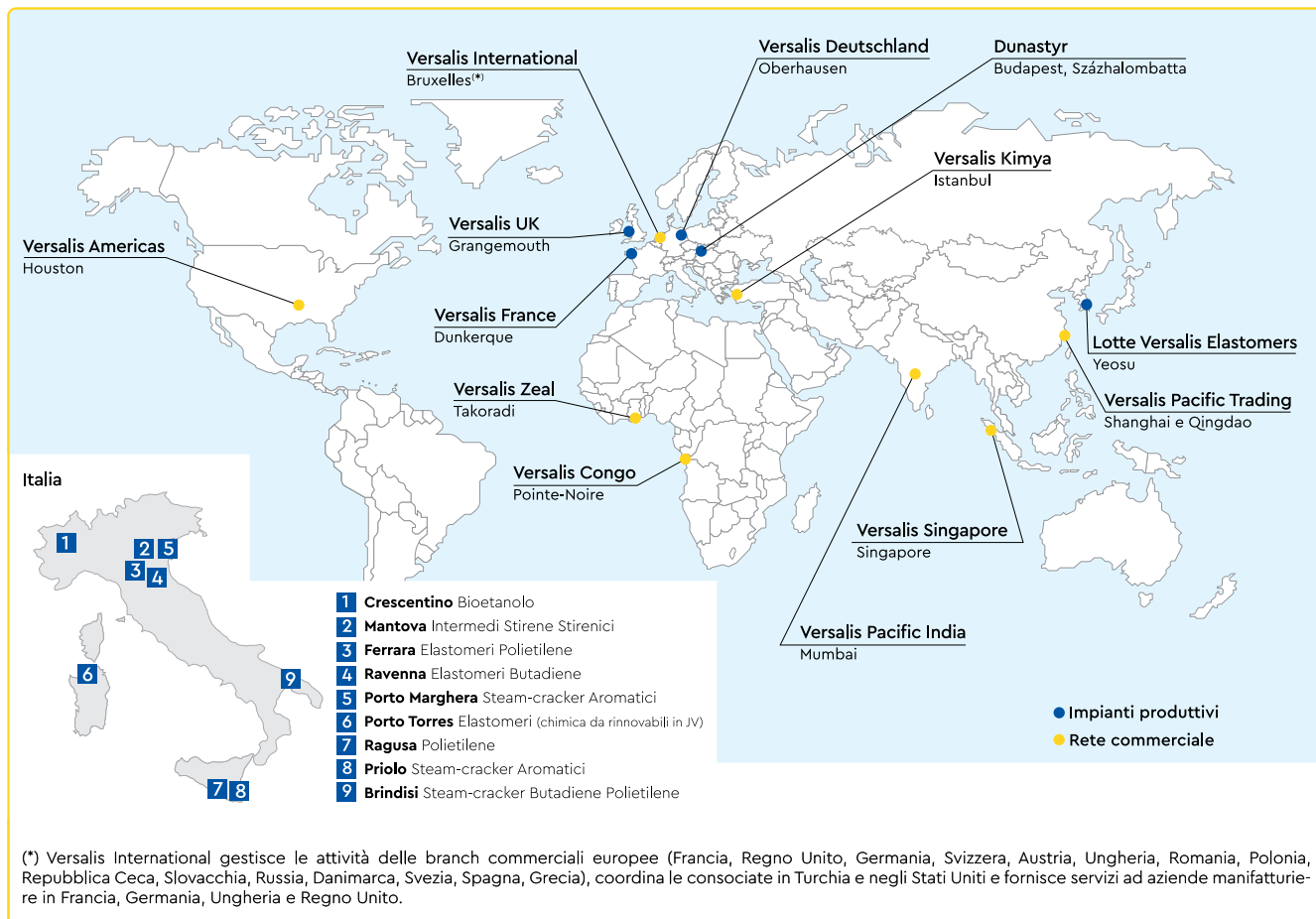
| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Italia | | 661 | 463 | 363 | 349 | 466 |
| Esteri | | 65 | 63 | 58 | 59 | 71 |
| | | 726 | 526 | 421 | 408 | 537 |
| Raffinazione, supply e logistica | | 587 | 395 | 298 | 282 | 362 |
| Italia | | 578 | 389 | 293 | 274 | 357 |
| Esteri | | 9 | 6 | 5 | 8 | 5 |
| Marketing | | 139 | 131 | 123 | 126 | 175 |
| Italia | | 83 | 74 | 70 | 75 | 109 |
| Esteri | | 56 | 57 | 53 | 51 | 66 |
| TOTALE | | 726 | 526 | 421 | 408 | 537 |

CHIMICA

Eni attraverso Versalis opera nella produzione e nella commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, intermedi, polietilene, stirenici ed elastomeri) potendo contare su una gam-

ma di 310 brevetti, 14 siti produttivi, 6 centri di ricerca (Ferrara, Mantova, Novara, Porto Torres, Ravenna, Rivalta), nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente in 26 paesi.

LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS

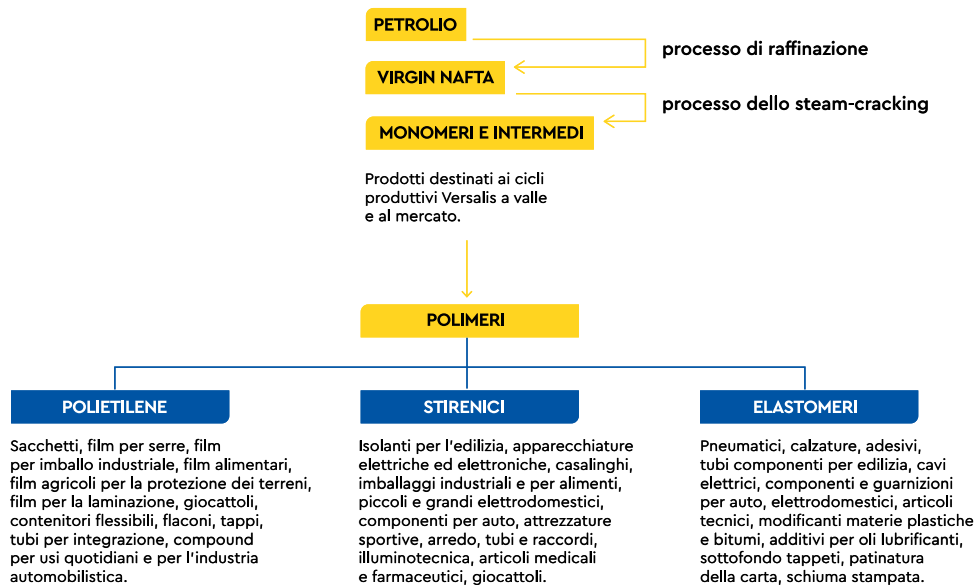


Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) come feedstock per le produzioni a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, 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 nell'industria automobilistica), di polistiroli

e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio.

Versalis è inoltre impegnata nello sviluppo della chimica da fonti rinnovabili, attraverso una piattaforma tecnologica integrata. Nel novembre 2018 sono state acquisite le attività "bio" del Gruppo Mossi&Ghisolfi. Tale acquisizione consentirà attraverso l'impiego di una tecnologia per la conversione di biomasse in zuccheri di seconda generazione, di produrre biocarburanti "advanced" (ovvero ottenuti da materie prime non alimentari) e, potenzialmente, altri bio-intermedi chimici.

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.

Versalis offre un portafoglio prodotti orientato a un mercato in continua evoluzione grazie a una strategia globale, il rafforzamento della ricerca e del licensing, e l'espansione internazionale. Versalis vanta competenze industriali e un'estesa gamma di tecnologie proprietarie, una rete commerciale capillare e l'attività di assistenza post-vendita.

Versalis è impegnata nello sviluppo di un modello di business in linea con i principi dell'economia circolare. Considera la circolarità come un driver strategico applicato ai processi e ai prodotti lungo tutto il loro ciclo di vita e sviluppa le sue iniziative secondo tre direttrici fondate sull'innovazione: la diversificazione del feedstock, l'eco-design, e lo sviluppo di tecnologie di riciclo dei polimeri.

Nell'ambito dell'espansione internazionale, particolare rilevanza assume la joint venture Lotte Versalis Elastomers (LVE), costituita con la sudcoreana Lotte Chemical, che ha avviato un complesso industriale per la produzione di elastomeri destinati ad applicazioni premium. Reti commerciali sono presenti negli Stati Uniti, in particolare nel campo degli elastomeri. In Ghana e Congo, Versalis ha un ruolo attivo nel settore Oil & Gas con il portafoglio degli oilfield chemicals.

Aree di business

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.938 mila tonnellate sono aumentate rispetto al 2017 (+292 mila tonnellate; pari al 6,3%). Gli incrementi più significativi sono stati registrati nelle olefine (+14,8%) e nei derivati (+20,4%), parzialmente compensati dalle minori vendite

del polietilene (-6,3%) e degli elastomeri (-3,2%). I prezzi medi unitari nel business intermedi sono aumentati complessivamente del 7,1% rispetto al 2017, con le olefine e gli aromatici in aumento rispettivamente del 10,9% e del 4,2%. Nel business polimeri si è invece registrata una flessione del 2,4% rispetto al 2017.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 9.483 mila tonnellate sono aumentate di 528 mila tonnellate (+5,9%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business degli intermedi (+8,1%) in particolare nei derivati (+17,6%); le produzioni di polimeri sono sostanzialmente stabili nonostante il miglioramento degli stirenici (+8,3%).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Porto Marghera (+22,9%) per il recupero della capacità produttiva a seguito della fermata avvenuta nel 2017, e nei siti di Százhalombatta, Mantova e Priolo. In calo la produzione presso i siti di Ferrara, Brindisi e Oberhausen per fermate non programmate nel corso del 2018.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2017. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 76,2% superiore al 2017 (72,8%).

Intermedi

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

I ricavi degli intermedi (€2.401 milioni) sono aumentati del 20,8% (+€413 milioni rispetto al 2017) per effetto dell'incremento delle

quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit. Le vendite sono aumentate del 12,3%, in particolare l'etilene (+30,3%) e i derivati (+20,4%) per maggiore disponibilità di prodotto a seguito di fermate nel 2017. I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 7,1%, in particolare nelle olefine (+10,9%) e aromatici (+4,1%); in diminuzione i derivati (-9,3%). Le produzioni di intermedi (7.130 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'8,1% rispetto al 2017. Si registrano incrementi nei derivati (17,6%), negli aromatici (+8,3%) e nelle olefine (+7%).

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 (€2.589 milioni) sono diminuiti del 5,2% (-€141 milioni rispetto al 2017) per effetto dei minori volumi di vendita (-2,5%) nonché della diminuzione dei prezzi medi unitari (-2,4%).

Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (+5,8%) per maggiore disponibilità di prodotto; in leggero calo i prezzi di vendita (-1,4%).

In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-6,4%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA; si rileva una riduzione dei prezzi medi (-3,9%).

Il decremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alla riduzione nelle vendite di gomme SBR (-3,6%), di gomme speciali EPDM (-5,7%) e lattici (-16,9%); in aumento i volumi di gomme termoplastiche (+2,5%) e di BR (+1,2%).

L'aumento dei volumi venduti degli stirenici (+5,8%) è attribuibile principalmente alle maggiori vendite di stirene (+21,1%), di polistirolo compatto (+8,2%) e di polistirolo espandibile (+5,3%); minori vendite di ABS/SAN (-16%). Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-6,4%) con minori vendite di EVA (-16,1%), LDPE (-8,6%) e di LLDPE (-5,1%), mentre sono in aumento i volumi di HDPE (+2,2%).

Le produzioni di polimeri (2.353 migliaia di tonnellate) sono allineate al 2017 nonostante le minori produzioni di polietilene (-7,3%) ed elastomeri (-2,7%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di stirene (+12,1%) e di HIPS (+11,7%).

Disponibilità di prodotti

| | (migliaia di tonnellate) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---------------------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Intermedi | | 7.130 | 6.595 | 6.580 | 6.304 | 5.615 |
| Polimeri | | 2.353 | 2.360 | 2.229 | 2.366 | 2.311 |
| Produzioni | | 9.483 | 8.955 | 8.809 | 8.670 | 7.926 |
| Consumi e perdite | | (5.085) | (4.566) | (4.917) | (4.454) | (3.834) |
| Acquisti e variazioni rimanenze | | 540 | 257 | 853 | 597 | 589 |
| TOTALE DISPONIBILITÀ | | 4.938 | 4.646 | 4.745 | 4.813 | 4.681 |
| Intermedi | | 3.087 | 2.748 | 2.956 | 2.895 | 2.779 |
| Polimeri | | 1.851 | 1.898 | 1.789 | 1.918 | 1.902 |
| TOTALE VENDITE | | 4.938 | 4.646 | 4.745 | 4.813 | 4.681 |

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|----------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Italia | | 2.292 | 2.201 | 1.930 | 2.154 | 2.565 |
| Resto d'Europa | | 2.183 | 2.145 | 2.107 | 2.326 | 2.433 |
| Asia | | 481 | 352 | 99 | 162 | 157 |
| Americhe | | 109 | 93 | 53 | 61 | 105 |
| Africa | | 58 | 57 | 7 | 13 | 10 |
| Altre aree | | | 3 | | | 14 |
| | | 5.123 | 4.851 | 4.196 | 4.716 | 5.284 |

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Olefine | | 1.666 | 1.308 | 1.087 | 1.275 | 1.305 |
| Aromatici | | 340 | 328 | 290 | 327 | 610 |
| Derivati | | 365 | 352 | 311 | 297 | 394 |
| Elastomeri | | 665 | 699 | 539 | 543 | 628 |
| Stirenici | | 749 | 723 | 647 | 764 | 745 |
| Polietilene | | 1.175 | 1.308 | 1.194 | 1.383 | 1.428 |
| Altro | | 163 | 133 | 128 | 126 | 174 |
| | | 5.123 | 4.851 | 4.196 | 4.716 | 5.284 |

Investimenti tecnici

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|----------------------------|-------------|------|------|------|------|------|
| | | 151 | 203 | 243 | 220 | 282 |
| di cui: | | | | | | |
| - manutenzione | | 21 | 46 | 34 | 33 | 26 |
| - efficienza impiantistica | | 84 | 114 | 162 | 141 | 161 |
| - HSE | | 26 | 34 | 37 | 36 | 30 |
| - recupero energetico | | 2 | 2 | 5 | 3 | 28 |

TABELLE

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

Conto economico

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Ricavi della gestione caratteristica | | 75.822 | 66.919 | 55.762 | 72.286 | 98.218 |
| Altri ricavi e proventi | | 1.116 | 4.058 | 931 | 1.252 | 1.079 |
| Totale ricavi | | 76.938 | 70.977 | 56.693 | 73.538 | 99.297 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | | (56.037) | (52.461) | (44.124) | (56.848) | (77.404) |
| Costo lavoro | | (3.093) | (2.951) | (2.994) | (3.119) | (2.929) |
| Totale costi operativi | | (59.130) | (55.412) | (47.118) | (59.967) | (80.333) |
| Altri proventi (oneri) operativi | | 129 | (32) | 16 | (485) | 145 |
| Ammortamenti | | (6.988) | (7.483) | (7.559) | (8.940) | (7.676) |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette | | (866) | 225 | 475 | (6.534) | (1.270) |
| Radiazioni | | (100) | (263) | (350) | (688) | (1.198) |
| Utile (perdita) operativo | | 9.983 | 8.012 | 2.157 | (3.076) | 8.965 |
| Proventi (oneri) finanziari | | (971) | (1.236) | (885) | (1.306) | (1.167) |
| Proventi (oneri) netti su partecipazioni | | 1.095 | 68 | (380) | 105 | 476 |
| Utile (perdita) prima delle imposte | | 10.107 | 6.844 | 892 | (4.277) | 8.274 |
| Imposte sul reddito | | (5.970) | (3.467) | (1.936) | (3.122) | (6.466) |
| Tax rate (%) | | 59,1 | 50,7 | .. | .. | 78,1 |
| Utile (perdita) netto - continuing operations | | 4.137 | 3.377 | (1.044) | (7.399) | 1.808 |
| di competenza: | | | | | | |
| - azionisti Eni | | 4.126 | 3.374 | (1.051) | (7.952) | 1.720 |
| - interessenze di terzi | | 11 | 3 | 7 | 553 | 88 |
| Utile (perdita) netto - discontinued operations | | | | (413) | (1.974) | (949) |
| di competenza: | | | | | | |
| - azionisti Eni | | | | (413) | (826) | (417) |
| - interessenze di terzi | | | | | (1.148) | (532) |
| Utile (perdita) netto | | 4.137 | 3.377 | (1.457) | (9.373) | 859 |
| di competenza: | | | | | | |
| - azionisti Eni | | 4.126 | 3.374 | (1.464) | (8.778) | 1.303 |
| - interessenze di terzi | | 11 | 3 | 7 | (595) | (444) |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations | | 4.126 | 3.374 | (1.051) | (7.952) | 1.720 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | 69 | (156) | (120) | 782 | 1.008 |
| Esclusione special item | | 388 | (839) | 831 | 8.487 | 1.471 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations | | 4.583 | 2.379 | (340) | 1.317 | 4.199 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations | | | | | (642) | (343) |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | 4.583 | 2.379 | (340) | 675 | 3.856 |

Stato patrimoniale

| | (€ milioni) | 31 dic. 2018 | 31 dic. 2017 | 31 dic. 2016 | 31 dic. 2015 | 31 dic. 2014 |
|---|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|
| Capitale immobilizzato | | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | | 60.302 | 63.158 | 70.793 | 68.005 | 75.991 |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | | 1.217 | 1.283 | 1.184 | 909 | 1.581 |
| Attività immateriali | | 3.170 | 2.925 | 3.269 | 3.034 | 4.420 |
| Partecipazioni | | 7.963 | 3.730 | 4.316 | 3.513 | 5.187 |
| Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | | 1.314 | 1.698 | 1.932 | 2.273 | 1.881 |
| Debiti netti relativi all'attività di investimento | | (2.399) | (1.379) | (1.765) | (1.284) | (1.971) |
| | | 71.567 | 71.415 | 79.729 | 76.450 | 87.089 |
| Capitale di esercizio netto | | | | | | |
| Rimanenze | | 4.651 | 4.621 | 4.637 | 4.579 | 7.555 |
| Crediti commerciali | | 9.520 | 10.182 | 11.186 | 12.616 | 19.709 |
| Debiti commerciali | | (11.645) | (10.890) | (11.038) | (9.605) | (15.015) |
| Debiti tributari e fondo imposte netto | | (1.104) | (2.387) | (3.073) | (4.137) | (3.330) |
| Fondi per rischi e oneri | | (11.886) | (13.447) | (13.896) | (15.375) | (15.882) |
| Altre attività (passività) di esercizio | | (860) | 287 | 1.171 | 1.827 | 222 |
| | | (11.324) | (11.634) | (11.013) | (10.095) | (6.741) |
| Fondi per benefici ai dipendenti | | (1.117) | (1.022) | (868) | (1.123) | (1.313) |
| Discontinued operations e attività destinate alla vendita e connesso indebitamento netto | | 236 | 236 | 14 | 9.048 | 291 |
| CAPITALE INVESTITO NETTO | | 59.362 | 58.995 | 67.862 | 74.280 | 79.326 |
| Patrimonio netto | | | | | | |
| di competenza: - azionisti Eni | | 51.016 | 48.030 | 53.037 | 55.493 | 63.186 |
| - interessenze di terzi | | 57 | 49 | 49 | 1.916 | 2.455 |
| | | 51.073 | 48.079 | 53.086 | 57.409 | 65.641 |
| Indebitamento finanziario netto | | 8.289 | 10.916 | 14.776 | 16.871 | 13.685 |
| COPERTURE | | 59.362 | 58.995 | 67.862 | 74.280 | 79.326 |

Rendiconto finanziario riclassificato

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|-------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Utile (perdita) netto - continuing operations | | 4.137 | 3.377 | (1.044) | (7.399) | 1.808 |
| <i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i> | | | | | | |
| - ammortamenti e altri componenti non monetari | | 7.657 | 8.720 | 7.773 | 17.216 | 10.898 |
| - plusvalenze nette su cessioni di attività | | (474) | (3.446) | (48) | (577) | (224) |
| - dividendi, interessi e imposte | | 6.168 | 3.650 | 2.229 | 3.215 | 6.600 |
| Variazione del capitale di esercizio | | 1.632 | 1.440 | 2.112 | 4.781 | 2.199 |
| Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati | | (5.473) | (3.624) | (3.349) | (4.361) | (6.812) |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations | | 13.647 | 10.117 | 7.673 | 12.875 | 14.469 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations | | | | | (1.226) | 273 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | | 13.647 | 10.117 | 7.673 | 11.649 | 14.742 |
| Investimenti tecnici - continuing operations | | (9.119) | (8.681) | (9.180) | (10.741) | (11.178) |
| Investimenti tecnici - discontinued operations | | | | | (561) | (694) |
| Investimenti tecnici | | (9.119) | (8.681) | (9.180) | (11.302) | (11.872) |
| Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda | | (244) | (510) | (1.164) | (228) | (408) |
| Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni | | 1.242 | 5.455 | 1.054 | 2.258 | 3.684 |
| Altre variazioni relative all'attività di investimento | | 942 | (373) | 465 | (1.351) | 435 |
| Free cash flow | | 6.468 | 6.008 | (1.152) | 1.026 | 6.581 |
| Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa | | (357) | 341 | 5.271 | (300) | (414) |
| Variazione debiti finanziari correnti e non correnti | | 320 | (1.712) | (766) | 2.126 | (628) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (2.957) | (2.883) | (2.885) | (3.477) | (4.434) |
| Variazione area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations | | 18 | (65) | (3) | (780) | 78 |
| FLUSSO DI CASSA NETTO | | 3.492 | 1.689 | 465 | (1.405) | 1.183 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo | | 12.111 | 8.458 | 5.386 | 8.510 | 12.805 |

Variazione indebitamento finanziario netto

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|--------------|--------------|----------------|----------------|--------------|
| Free cash flow | | 6.468 | 6.008 | (1.152) | 1.026 | 6.581 |
| Debiti e crediti finanziari società acquisite | | (18) | | | | (19) |
| Debiti e crediti finanziari società disinvestite | | (499) | 261 | 5.848 | 83 | |
| Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni | | (367) | 474 | 284 | (818) | (850) |
| Flusso di cassa del capitale proprio | | (2.957) | (2.883) | (2.885) | (3.477) | (4.434) |
| VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO | | 2.627 | 3.860 | 2.095 | (3.186) | 1.278 |

Ricavi della gestione caratteristica

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--------------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | | 25.744 | 19.525 | 16.089 | 21.436 | 28.488 |
| Gas & Power | | 55.690 | 50.623 | 40.961 | 52.096 | 73.434 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 25.216 | 22.107 | 18.733 | 22.639 | 28.994 |
| Corporate e altre attività | | 1.589 | 1.462 | 1.343 | 1.468 | 1.429 |
| Elisioni di consolidamento | | (32.417) | (26.798) | (21.364) | (25.353) | (34.181) |
| | | 75.822 | 66.919 | 55.762 | 72.286 | 98.218 |

Ricavi da terzi

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|------------------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | | 9.943 | 7.131 | 6.378 | 9.321 | 11.870 |
| Gas & Power | | 43.109 | 39.846 | 32.063 | 42.179 | 59.183 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 22.594 | 19.771 | 17.128 | 20.632 | 26.952 |
| Corporate e altre attività | | 176 | 171 | 193 | 154 | 159 |
| Effetto eliminazione utili interni | | | | | | 54 |
| | | 75.822 | 66.919 | 55.762 | 72.286 | 98.218 |

Ricavi per area geografica di destinazione

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Italia | | 25.279 | 21.925 | 21.280 | 24.405 | 29.234 |
| Resto dell'Unione Europea | | 20.408 | 19.791 | 15.808 | 20.730 | 29.298 |
| Resto dell'Europa | | 7.052 | 5.911 | 4.804 | 7.125 | 11.975 |
| Americhe | | 5.051 | 5.154 | 3.212 | 4.217 | 5.763 |
| Asia | | 9.585 | 7.523 | 5.619 | 9.086 | 12.840 |
| Africa | | 8.246 | 6.428 | 4.865 | 6.482 | 8.786 |
| Altre aree | | 201 | 187 | 174 | 241 | 322 |
| Totale estero | | 50.543 | 44.994 | 34.482 | 47.881 | 68.984 |
| | | 75.822 | 66.919 | 55.762 | 72.286 | 98.218 |

Ricavi per area geografica di origine

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---------------------------|-------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Italia | | 51.733 | 45.764 | 37.515 | 47.287 | 66.763 |
| Resto dell'Unione Europea | | 8.004 | 7.772 | 7.899 | 9.996 | 12.470 |
| Resto dell'Europa | | 2.496 | 2.096 | 1.560 | 2.561 | 3.215 |
| Americhe | | 3.627 | 3.986 | 2.257 | 2.893 | 10.024 |
| Asia | | 1.165 | 616 | 862 | 1.687 | 3.528 |
| Africa | | 8.599 | 6.504 | 5.496 | 7.630 | 1.912 |
| Altre aree | | 198 | 181 | 173 | 232 | 306 |
| Totale estero | | 24.089 | 21.155 | 18.247 | 24.999 | 31.455 |
| | | 75.822 | 66.919 | 55.762 | 72.286 | 98.218 |

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 41.125 | 35.907 | 27.783 | 39.812 | 60.987 |
| Costi per servizi | 10.625 | 12.228 | 12.727 | 13.197 | 12.414 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 1.820 | 1.684 | 1.672 | 2.205 | 2.655 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 1.120 | 886 | 505 | 644 | 340 |
| Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting | | 145 | 240 | 278 | 409 |
| Altri oneri | 1.130 | 931 | 666 | 528 | 424 |
| <i>a dedurre:</i> | | | | | |
| incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (198) | (233) | (315) | (423) | (319) |
| | 55.622 | 51.548 | 43.278 | 56.241 | 76.910 |

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

| (€ migliaia) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|-------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Revisione contabile | 25.349 | 23.193 | 21.433 | 33.752 | 27.607 |
| Servizi di audit | 1.568 | 1.712 | 1.874 | 1.138 | 1.287 |
| Servizi di consulenza fiscale | | | | 3 | 11 |
| Altro | | 12 | | | |
| | 26.917 | 24.917 | 23.307 | 34.893 | 28.905 |

Costo lavoro

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Salari e stipendi | 2.409 | 2.447 | 2.491 | 2.648 | 2.590 |
| Oneri sociali | 448 | 441 | 445 | 453 | 445 |
| Oneri per programmi a benefici ai dipendenti | 220 | 113 | 81 | 85 | 73 |
| Altri costi | 170 | 162 | 202 | 182 | 160 |
| <i>a dedurre:</i> | | | | | |
| incrementi per lavori interni | (154) | (212) | (225) | (249) | (339) |
| | 3.093 | 2.951 | 2.994 | 3.119 | 2.929 |

Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette e radiazioni

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | 6.152 | 6.747 | 6.772 | 8.080 | 6.916 |
| Gas & Power | 408 | 345 | 354 | 363 | 335 |
| Refining & Marketing e Chimica | 399 | 360 | 389 | 454 | 381 |
| Corporate e altre attività | 59 | 60 | 72 | 71 | 70 |
| Effetto eliminazione utili interni | (30) | (29) | (28) | (28) | (26) |
| Totale ammortamenti | 6.988 | 7.483 | 7.559 | 8.940 | 7.676 |
| Exploration & Production | 726 | (158) | (700) | 5.212 | 851 |
| Gas & Power | (71) | (146) | 81 | 152 | 25 |
| Refining & Marketing e Chimica | 193 | 54 | 104 | 1.150 | 380 |
| Corporate e altre attività | 18 | 25 | 40 | 20 | 14 |
| Svalutazioni (riprese di valore) nette | 866 | (225) | (475) | 6.534 | 1.270 |
| Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette | 7.854 | 7.258 | 7.084 | 15.474 | 8.946 |
| Radiazioni | 100 | 263 | 350 | 688 | 1.198 |
| | 7.954 | 7.521 | 7.434 | 16.162 | 10.144 |

Utile operativo per settore

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|----------------|--------------|
| Exploration & Production | 10.214 | 7.651 | 2.567 | (959) | 10.727 |
| Gas & Power | 629 | 75 | (391) | (1.258) | 64 |
| Refining & Marketing e Chimica | (380) | 981 | 723 | (1.567) | (2.811) |
| Corporate e altre attività | (691) | (668) | (681) | (497) | (518) |
| Effetto eliminazione utili interni | 211 | (27) | (61) | 1.205 | 1.503 |
| | 9.983 | 8.012 | 2.157 | (3.076) | 8.965 |

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure 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. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. 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'accretion 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.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP 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.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie.

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 ini-

zio 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 finanziari), 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.

ROACE (Return On Average Capital Employed) adjusted

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted 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.

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.

Net Debt/EBITDA adjusted

Net Debt/EBITDA adjusted è un rapporto tra l'ammontare di reddito disponibile per ripagare il debito prima di dedurre interessi, imposte, ammortamenti e svalutazioni. Tale indice è una misura della capacità di un'impresa di ripagare il debito. Il rapporto esprime la quantità approssimativa di tempo che sarebbe necessario per pagare tutti i debiti.

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 and 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 and 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 and Gas Topic 932).

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

| 2018 | (€ milioni) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing e Chimica | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | GRUPPO |
|---|-------------|--------------------------|-------------|--------------------------------|----------------------------|------------------------------------|---------------|
| Utile (perdita) operativo | | 10.214 | 629 | (380) | (691) | 211 | 9.983 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | 234 | | (138) | 96 |
| Esclusione degli special item: | | | | | | | |
| oneri ambientali | | 110 | (1) | 193 | 23 | | 325 |
| svalutazioni (riprese di valore) nette | | 726 | (71) | 193 | 18 | | 866 |
| plusvalenze nette su cessione di asset | | (442) | | (9) | (1) | | (452) |
| accantonamenti a fondo rischi | | 360 | | 21 | (1) | | 380 |
| oneri per incentivazione all'esodo | | 26 | 122 | 8 | (1) | | 155 |
| derivati su commodity | | | (156) | 23 | | | (133) |
| differenze e derivati su cambi | | (6) | 112 | 1 | | | 107 |
| altro | | (138) | (92) | 96 | 47 | | (87) |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | | 636 | (86) | 526 | 85 | | 1.161 |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 10.850 | 543 | 380 | (606) | 73 | 11.240 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | | (366) | (4) | 11 | (697) | | (1.056) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 285 | 9 | (2) | 5 | | 297 |
| Imposte sul reddito ^(a) | | (5.814) | (238) | (151) | 333 | (17) | (5.887) |
| Tax rate (%) | | 54,0 | 43,4 | 38,8 | | | 56,2 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 4.955 | 310 | 238 | (965) | 56 | 4.594 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | |
| - interessenze terzi | | | | | | | 11 |
| - azionisti Eni | | | | | | | 4.583 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | 4.126 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | 69 |
| Esclusione special item | | | | | | | 388 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | 4.583 |

(a) Escludono gli special item.

| 2017 | (€ milioni) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing Chimica | Corporate e altre attività | Effetto eliminazione utili interni | GRUPPO |
|---|-------------|--------------------------|-------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|----------------|
| Utile (perdita) operativo | | 7.651 | 75 | 981 | (668) | (27) | 8.012 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | (213) | | (6) | (219) |
| Esclusione degli special item: | | | | | | | |
| oneri ambientali | | 46 | | 136 | 26 | | 208 |
| svalutazioni (riprese di valore) nette | | (154) | (146) | 54 | 25 | | (221) |
| plusvalenze nette su cessione di asset | | (3.269) | | (13) | (1) | | (3.283) |
| accantonamenti a fondo rischi | | 366 | | | 82 | | 448 |
| oneri per incentivazione all'esodo | | 19 | 38 | (6) | (2) | | 49 |
| derivati su commodity | | | 157 | (11) | | | 146 |
| differenze e derivati su cambi | | (68) | (171) | (9) | | | (248) |
| altro | | 582 | 261 | 72 | (4) | | 911 |
| Special item dell'utile (perdita) operativo | | (2.478) | 139 | 223 | 126 | | (1.990) |
| Utile (perdita) operativo adjusted | | 5.173 | 214 | 991 | (542) | (33) | 5.803 |
| Proventi (oneri) finanziari netti ^(a) | | (50) | 10 | 5 | (699) | | (734) |
| Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a) | | 408 | (9) | 19 | 22 | | 440 |
| Imposte sul reddito ^(a) | | (2.807) | (163) | (352) | 178 | 17 | (3.127) |
| Tax rate (%) | | 50,8 | 75,8 | 34,7 | | | 56,8 |
| Utile (perdita) netto adjusted | | 2.724 | 52 | 663 | (1.041) | (16) | 2.382 |
| <i>di competenza:</i> | | | | | | | |
| - interessenze terzi | | | | | | | 3 |
| - azionisti Eni | | | | | | | 2.379 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | 3.374 |
| Esclusione (utile) perdita di magazzino | | | | | | | (156) |
| Esclusione special item | | | | | | | (839) |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | 2.379 |

(a) Escludono gli special item.

| 2016 | (€ milioni) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing 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.

| 2015 | (€ milioni) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing e Chimica | Corporate e altre attività | Ingegneria & Costruzioni | Effetto eliminazione utili interni | Discontinued operations | | | CONTINUING OPERATIONS Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations | CONTINUING OPERATIONS - su base standalone | | |
|---|--------------|--------------------------|----------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------------|-------------------------|--------------------------|----------------------|---|---|----------------|----------------|
| | | | | | | | | GRUPPO | Ingegneria & Costruzioni | Elisioni infragruppo | | | TOTALE | |
| 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 | |
| radiazioni 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 cui:</i> | | | | | | | | | | | | | | |
| - utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi | | | | | | | | (243) | | | 848 | 605 | | (74) |
| - utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni | | | | | | | | 675 | | | 642 | 1.317 | (679) | 803 |
| Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni | | | | | | | | (8.778) | | | 826 | (7.952) | (514) | (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.

| 2014 | [€ milioni] | | | | | | GRUPPO | Discontinued operations | | | CONTINUING OPERATIONS | Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations | CONTINUING OPERATIONS - su base standalone |
|---|--------------------------|-------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------|------------------------------------|---------------|--------------------------|----------------------|--------------|-----------------------|--|--|
| | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing e Chimica | Corporate e altre attività | Ingegneria & Costruzioni | Effetto eliminazione utili interni | | Ingegneria & Costruzioni | Elisioni infragruppo | TOTALE | | | |
| 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 |
| radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti | | | | | | | | | | | | | |
| 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 cui:</i> | | | | | | | | | | | | | |
| - utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi | | | | | | | 89 | | | 451 | 540 | (627) | (87) |
| - utile (perdita) netto adjusted di competenza 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.

Dettaglio degli special item

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--------------|----------------|--------------|--------------|--------------|
| Special item dell'utile (perdita) operativo | 1.161 | (1.990) | 333 | 8.251 | 2.364 |
| - oneri ambientali | 325 | 208 | 193 | 225 | 179 |
| - svalutazioni (riprese di valore) nette | 866 | (221) | (459) | 7.124 | 1.692 |
| - radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti | | | 7 | 169 | |
| - plusvalenze nette su cessione di asset | (452) | (3.283) | (10) | (406) | (22) |
| - accantonamenti a fondo rischi | 380 | 448 | 151 | 211 | (10) |
| - oneri per incentivazione all'esodo | 155 | 49 | 47 | 42 | 9 |
| - derivati su commodity | (133) | 146 | (427) | 164 | (16) |
| - differenze e derivati su cambi | 107 | (248) | (19) | (63) | 229 |
| - ripristino ammortamenti Eni Norge | (375) | | | | |
| - altro | 288 | 911 | 850 | 785 | 303 |
| Oneri (proventi) finanziari | (85) | 502 | 166 | 292 | 203 |
| di cui: | | | | | |
| - riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo | (107) | 248 | 19 | 63 | (229) |
| Oneri (proventi) su partecipazioni | (798) | 372 | 817 | 488 | (189) |
| di cui: | | | | | |
| - plusvalenza da cessione | (909) | (163) | (57) | (33) | (159) |
| - svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni | 67 | 537 | 896 | 506 | (38) |
| Imposte sul reddito | 110 | 277 | (72) | (7) | (300) |
| di cui: | | | | | |
| - svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane | 99 | | 170 | 880 | 976 |
| - altri proventi netti di imposta | | | | | (824) |
| - adeguamento fiscalità differite su PSA | | | | | 69 |
| - svalutazioni nette imposte differite estero upstream | | | 6 | 860 | |
| - riforma fiscale Stati Uniti | | 115 | | | |
| - fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro | 11 | 162 | (248) | (1.747) | (521) |
| Totale special item dell'utile (perdita) netto | 388 | (839) | 1.244 | 9.024 | 2.078 |
| di competenza: | | | | | |
| - interessenze di terzi | | | | 353 | 533 |
| - azionisti Eni | 388 | (839) | 1.244 | 8.671 | 1.545 |

Utile operativo adjusted per settore

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|---------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| Exploration & Production | 10.850 | 5.173 | 2.494 | 4.182 | 11.679 |
| Gas & Power | 543 | 214 | (390) | (126) | 168 |
| Refining & Marketing e Chimica | 380 | 991 | 583 | 695 | (412) |
| Corporate e altra attività | (606) | (542) | (452) | (369) | (443) |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato | 73 | (33) | 80 | 1.326 | 1.345 |
| | 11.240 | 5.803 | 2.315 | 5.708 | 12.337 |

Utile netto adjusted per settore

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Exploration & Production | 4.955 | 2.724 | 508 | 991 | 4.569 |
| Gas & Power | 310 | 52 | (330) | (168) | 86 |
| Refining & Marketing | 238 | 663 | 419 | 512 | (319) |
| Corporate e altre attività | (965) | (1.041) | (991) | (663) | (852) |
| Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento | 56 | (16) | 61 | 1.250 | 1.255 |
| | 4.594 | 2.382 | (333) | 1.922 | 4.739 |
| di cui: | | | | | |
| Utile (perdita) netto adjusted di terzi azionisti | 11 | 3 | 7 | 605 | 540 |
| Utile (perdita) netto adjusted di competenza degli azionisti Eni | 4.583 | 2.379 | (340) | 1.317 | 4.199 |

Proventi (oneri) finanziari netti

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|----------------|----------------|--------------|----------------|----------------|
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto | (627) | (834) | (726) | (814) | (802) |
| - Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine | (685) | (751) | (757) | (838) | (871) |
| - Interessi attivi verso banche | 18 | 12 | 15 | 19 | 19 |
| - Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading | 32 | (111) | (21) | 3 | 24 |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa | 8 | 16 | 37 | 2 | 26 |
| Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati | (307) | 837 | (482) | 160 | 165 |
| - Strumenti finanziari derivati su valute | (329) | 809 | (494) | 96 | 51 |
| - Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse | 22 | 28 | (12) | 31 | 46 |
| - Opzioni | | | 24 | 33 | 68 |
| Differenze di cambio | 341 | (905) | 676 | (354) | (415) |
| Altri proventi (oneri) finanziari | (430) | (407) | (459) | (464) | (278) |
| - Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa | 132 | 128 | 143 | 120 | 74 |
| - Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount) | (249) | (264) | (312) | (291) | (293) |
| - Altri proventi (oneri) finanziari | (313) | (271) | (290) | (293) | (59) |
| | (1.023) | (1.309) | (991) | (1.472) | (1.330) |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 52 | 73 | 106 | 166 | 163 |
| | (971) | (1.236) | (885) | (1.306) | (1.167) |

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|--------------|-----------|--------------|------------|------------|
| Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | 409 | 124 | 77 | 150 | 188 |
| Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | (430) | (353) | (370) | (615) | (77) |
| Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni | 22 | 163 | (14) | 164 | 160 |
| Dividendi | 231 | 205 | 143 | 402 | 385 |
| Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto | (47) | (38) | (33) | (6) | (1) |
| Altri proventi (oneri) netti | 910 | (33) | (183) | 10 | (179) |
| | 1.095 | 68 | (380) | 105 | 476 |

Immobilizzazioni materiali

| (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Immobilizzazioni materiali lorde | | | | | |
| Exploration & Production | 151.046 | 152.608 | 165.559 | 154.064 | 135.385 |
| Gas & Power | 5.441 | 5.333 | 6.276 | 6.169 | 5.985 |
| Refining & Marketing e Chimica | 25.424 | 24.554 | 24.119 | 23.818 | 23.425 |
| Ingegneria & Costruzioni | | | | | 13.657 |
| Corporate e altra attività | 1.973 | 1.866 | 1.886 | 1.854 | 2.201 |
| Effetto eliminazione utili interni | (600) | (584) | (568) | (656) | (572) |
| | 183.284 | 183.777 | 197.272 | 185.249 | 180.081 |
| Immobilizzazioni materiali nette | | | | | |
| Exploration & Production | 53.535 | 56.833 | 64.428 | 61.495 | 60.683 |
| Gas & Power | 1.391 | 1.379 | 1.692 | 1.882 | 1.985 |
| Refining & Marketing e Chimica | 5.300 | 4.929 | 4.642 | 4.664 | 5.653 |
| Ingegneria & Costruzioni | | | | | 7.616 |
| Corporate e altre attività | 386 | 341 | 368 | 418 | 452 |
| Effetto eliminazione utili interni | (310) | (324) | (337) | (454) | (398) |
| | 60.302 | 63.158 | 70.793 | 68.005 | 75.991 |

Investimenti

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | | 7.901 | 7.739 | 8.254 | 9.980 | 10.156 |
| Gas & Power | | 215 | 142 | 120 | 154 | 172 |
| Refining & Marketing e Chimica | | 877 | 729 | 664 | 628 | 819 |
| Corporate e altre attività | | 143 | 87 | 55 | 64 | 113 |
| Effetto eliminazione utili interni | | (17) | (16) | 87 | (85) | (82) |
| Investimenti tecnici - continuing operations | | 9.119 | 8.681 | 9.180 | 10.741 | 11.178 |
| Investimenti tecnici - discontinued operations | | | | | 561 | 694 |
| Investimenti tecnici | | 9.119 | 8.681 | 9.180 | 11.302 | 11.872 |
| Investimenti in partecipazioni | | 244 | 510 | 1.164 | 228 | 408 |
| Investimenti | | 9.363 | 9.191 | 10.344 | 11.530 | 12.280 |

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione

| | (€ milioni) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|---|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|
| Italia | | 1.424 | 1.090 | 1.163 | 1.303 | 1.730 |
| Resto dell'Unione Europea | | 267 | 316 | 331 | 444 | 571 |
| Resto dell'Europa | | 538 | 387 | 460 | 1.101 | 1.346 |
| Africa | | 4.533 | 5.699 | 5.004 | 5.009 | 4.658 |
| America | | 534 | 278 | 233 | 674 | 1.039 |
| Asia | | 1.782 | 898 | 1.978 | 2.186 | 1.717 |
| Altre aree | | 41 | 13 | 11 | 24 | 117 |
| Totale estero | | 7.695 | 7.591 | 8.017 | 9.438 | 9.448 |
| Investimenti tecnici - continuing operations | | 9.119 | 8.681 | 9.180 | 10.741 | 11.178 |
| Italia | | | | | 17 | 27 |
| Resto dell'Unione Europea | | | | | 264 | 256 |
| Resto dell'Europa | | | | | 50 | 32 |
| Africa | | | | | 11 | 31 |
| America | | | | | 53 | 126 |
| Asia | | | | | 140 | 187 |
| Altre aree | | | | | 26 | 35 |
| Totale estero | | | | | 544 | 667 |
| Investimenti tecnici - discontinued operations | | | | | 561 | 694 |
| Investimenti tecnici | | 9.119 | 8.681 | 9.180 | 11.302 | 11.872 |

Indebitamento finanziario netto

| | (€ milioni) | Debiti finanziari e obbligazioni | Disponibilità liquide ed equivalenti | Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa | Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | Totale |
|---------------|-------------|----------------------------------|--------------------------------------|---|---|---------------|
| 2018 | | | | | | |
| Breve termine | | 5.783 | (10.836) | (6.552) | (188) | (11.793) |
| Lungo termine | | 20.082 | | | | 20.082 |
| | | 25.865 | (10.836) | (6.552) | (188) | 8.289 |
| 2017 | | | | | | |
| Breve termine | | 4.528 | (7.363) | (6.219) | (209) | (9.263) |
| Lungo termine | | 20.179 | | | | 20.179 |
| | | 24.707 | (7.363) | (6.219) | (209) | 10.916 |
| 2016 | | | | | | |
| Breve termine | | 6.675 | (5.674) | (6.404) | (385) | (5.788) |
| Lungo termine | | 20.564 | | | | 20.564 |
| | | 27.239 | (5.674) | (6.404) | (385) | 14.776 |
| 2015 | | | | | | |
| Breve termine | | 8.396 | (5.209) | (5.028) | (685) | (2.526) |
| Lungo termine | | 19.397 | | | | 19.397 |
| | | 27.793 | (5.209) | (5.028) | (685) | 16.871 |
| 2014 | | | | | | |
| Breve termine | | 6.575 | (6.614) | (5.037) | (555) | (5.631) |
| Lungo termine | | 19.316 | | | | 19.316 |
| | | 25.891 | (6.614) | (5.037) | (555) | 13.685 |

PERSONALE

Personale a fine periodo

| | (numero) | 2018 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 |
|--|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Exploration & Production | Italia | 4.531 | 4.510 | 4.608 | 4.572 | 4.534 |
| | Esteri | 7.114 | 7.460 | 7.886 | 8.249 | 8.243 |
| | | 11.645 | 11.970 | 12.494 | 12.821 | 12.777 |
| Gas & Power | Italia | 2.089 | 2.282 | 2.032 | 2.023 | 2.067 |
| | Esteri | 951 | 2.031 | 2.229 | 2.461 | 2.494 |
| | | 3.040 | 4.313 | 4.261 | 4.484 | 4.561 |
| Refining & Marketing e Chimica | Italia | 8.740 | 8.580 | 8.577 | 8.635 | 9.286 |
| | Esteri | 2.396 | 2.336 | 2.281 | 2.360 | 2.598 |
| | | 11.136 | 10.916 | 10.858 | 10.995 | 11.884 |
| Corporate e altre attività | Italia | 5.642 | 5.501 | 5.693 | 5.650 | 5.320 |
| | Esteri | 238 | 234 | 229 | 246 | 304 |
| | | 5.880 | 5.735 | 5.922 | 5.896 | 5.624 |
| Totale occupazione a fine periodo | Italia | 21.002 | 20.873 | 20.910 | 20.880 | 21.207 |
| | Esteri | 10.699 | 12.061 | 12.626 | 13.316 | 13.639 |
| | | 31.701 | 32.934 | 33.536 | 34.196 | 34.846 |

Dettaglio per qualifica

| | (numero) | 2018 | | 2017 | | 2016 | | 2015 | | 2014 | |
|---------------|----------|---------------|------------------|---------------|------------------|---------------|------------------|---------------|------------------|---------------|------------------|
| | | controllate | joint operations | controllate | joint operations | controllate | joint operations | controllate | joint operations | controllate | joint operations |
| Dirigenti | | 1.008 | 17 | 990 | 17 | 1.000 | 17 | 1.036 | 18 | 1.052 | 16 |
| Quadri | | 9.147 | 80 | 9.043 | 88 | 9.135 | 109 | 9.185 | 110 | 8.996 | 107 |
| Impiegati | | 15.839 | 369 | 16.600 | 352 | 16.842 | 390 | 17.519 | 378 | 17.850 | 379 |
| Operai | | 4.956 | 285 | 5.562 | 282 | 5.756 | 287 | 5.649 | 301 | 6.142 | 304 |
| Totale | | 30.950 | 751 | 32.195 | 739 | 32.733 | 803 | 33.389 | 807 | 34.040 | 806 |

DATI INFRANNUALI

Principali dati economico-finanziari^(a)

| (€ milioni) | 2018 | | | | | 2017 | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | |
| Ricavi della gestione caratteristica | 17.932 | 18.139 | 19.695 | 20.056 | 75.822 | 18.047 | 15.643 | 15.684 | 17.545 | 66.919 |
| Utile (perdita) operativo | 2.399 | 2.639 | 3.449 | 1.496 | 9.983 | 2.111 | 563 | 998 | 4.340 | 8.012 |
| Utile (perdita) operativo adjusted: | 2.380 | 2.564 | 3.304 | 2.992 | 11.240 | 1.834 | 1.019 | 947 | 2.003 | 5.803 |
| <i>Exploration & Production</i> | <i>2.085</i> | <i>2.742</i> | <i>3.095</i> | <i>2.928</i> | 10.850 | <i>1.415</i> | <i>845</i> | <i>1.046</i> | <i>1.867</i> | 5.173 |
| <i>Gas & Power</i> | <i>322</i> | <i>108</i> | <i>71</i> | <i>42</i> | 543 | <i>338</i> | <i>(146)</i> | <i>(193)</i> | <i>215</i> | 214 |
| <i>Refining & Marketing e Chimica</i> | <i>77</i> | <i>67</i> | <i>93</i> | <i>143</i> | 380 | <i>189</i> | <i>352</i> | <i>337</i> | <i>113</i> | 991 |
| <i>Corporate e altre attività</i> | <i>(162)</i> | <i>(169)</i> | <i>(102)</i> | <i>(173)</i> | (606) | <i>(115)</i> | <i>(160)</i> | <i>(151)</i> | <i>(116)</i> | (542) |
| <i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i> | <i>58</i> | <i>(184)</i> | <i>147</i> | <i>52</i> | 73 | <i>7</i> | <i>128</i> | <i>(92)</i> | <i>(76)</i> | (33) |
| Utile (perdita) netto ^(b) | 946 | 1.252 | 1.529 | 399 | 4.126 | 965 | 18 | 344 | 2.047 | 3.374 |
| - continuing operations | 946 | 1.252 | 1.529 | 399 | 4.126 | 965 | 18 | 344 | 2.047 | 3.374 |
| - discontinued operations | | | | | | | | | | |
| Investimenti tecnici | 2.541 | 1.961 | 1.830 | 2.787 | 9.119 | 2.831 | 2.092 | 1.570 | 2.188 | 8.681 |
| Investimenti in partecipazioni | 37 | 94 | 26 | 87 | 244 | 36 | 14 | 453 | 7 | 510 |
| Indebitamento finanziario netto a fine periodo | 11.278 | 9.897 | 9.005 | 8.289 | 8.289 | 14.931 | 15.467 | 14.965 | 10.916 | 10.916 |

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

(b) Di competenza Eni.

Dati di scenario

| | 2018 | | | | | 2017 | | | | |
|---|---------|----------|-----------|----------|--------------|---------|----------|-----------|----------|--------------|
| | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | |
| Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a) | 66,76 | 74,35 | 75,27 | 67,76 | 71,04 | 53,78 | 49,83 | 52,08 | 61,39 | 54,27 |
| Cambio medio EUR/USD ^(b) | 1,229 | 1,191 | 1,163 | 1,141 | 1,181 | 1,065 | 1,101 | 1,175 | 1,177 | 1,130 |
| Prezzo medio in euro del greggio Brent dated | 54,32 | 62,40 | 64,72 | 59,37 | 60,15 | 50,51 | 45,25 | 44,34 | 52,14 | 48,03 |
| Standard Eni Refining Margin [SERM] ^(c) | 3,0 | 4,1 | 4,5 | 3,4 | 3,7 | 4,2 | 5,3 | 6,4 | 4,3 | 5,0 |

(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.

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

| | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|---|---------|----------|-----------|----------|--------------|---------|----------|-----------|----------|--------------|
| | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | |
| Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a) | 33,89 | 45,57 | 45,85 | 49,46 | 43,69 | 53,97 | 61,92 | 50,26 | 43,69 | 52,46 |
| Cambio medio EUR/USD ^(b) | 1,102 | 1,129 | 1,116 | 1,079 | 1,107 | 1,126 | 1,105 | 1,112 | 1,095 | 1,110 |
| Prezzo medio in euro del greggio Brent dated | 30,75 | 40,36 | 41,08 | 45,84 | 39,47 | 47,93 | 56,04 | 45,20 | 39,90 | 47,26 |
| Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c) | 4,2 | 4,6 | 3,3 | 4,7 | 4,2 | 7,6 | 9,1 | 10,0 | 6,6 | 8,3 |

Principali dati operativi

| | | 2018 | | | | | 2017 | | | | |
|---|---------------------|---------|----------|-----------|----------|--------------|---------|----------|-----------|----------|--------------|
| | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | |
| Produzione di petrolio | (mgl barili/giorno) | 885 | 881 | 886 | 897 | 887 | 832 | 827 | 885 | 861 | 852 |
| Produzione di gas naturale | (mln mc/giorno) | 152 | 152 | 142 | 151 | 149 | 149 | 146 | 142 | 159 | 149 |
| Produzione di idrocarburi | (mgl boe/giorno) | 1.867 | 1.863 | 1.803 | 1.872 | 1.851 | 1.795 | 1.771 | 1.803 | 1.892 | 1.816 |
| <i>Italia</i> | | 144 | 142 | 132 | 134 | 138 | 154 | 100 | 136 | 146 | 134 |
| <i>Resto d'Europa</i> | | 218 | 186 | 181 | 193 | 194 | 202 | 218 | 174 | 163 | 189 |
| <i>Africa Settentrionale</i> | | 442 | 417 | 368 | 358 | 396 | 483 | 453 | 455 | 542 | 483 |
| <i>Egitto</i> | | 259 | 290 | 324 | 327 | 300 | 224 | 226 | 230 | 240 | 230 |
| <i>Africa Sub-Sahariana</i> | | 348 | 354 | 346 | 377 | 356 | 302 | 345 | 374 | 365 | 347 |
| <i>Kazakhstan</i> | | 139 | 135 | 134 | 162 | 143 | 142 | 136 | 118 | 130 | 132 |
| <i>Resto dell'Asia</i> | | 151 | 176 | 186 | 198 | 178 | 93 | 108 | 137 | 139 | 119 |
| <i>America</i> | | 142 | 144 | 109 | 99 | 123 | 172 | 164 | 160 | 144 | 160 |
| <i>Australia e Oceania</i> | | 24 | 19 | 23 | 24 | 23 | 23 | 21 | 19 | 23 | 22 |
| Produzione idrocarburi venduta | (mln boe) | 156,9 | 158,6 | 152,3 | 157,2 | 625,0 | 151,3 | 149,7 | 156,3 | 165,0 | 622,3 |
| Vendite di gas naturale a terzi | (mld mc) | 19,98 | 16,03 | 15,20 | 16,38 | 67,59 | 20,64 | 16,54 | 15,16 | 19,00 | 71,34 |
| Autoconsumo di gas naturale | | 1,59 | 1,34 | 1,58 | 1,60 | 6,11 | 1,59 | 1,40 | 1,55 | 1,64 | 6,18 |
| Vendite a terzi e autoconsumo | | 21,57 | 17,37 | 16,78 | 17,98 | 73,70 | 22,23 | 17,94 | 16,71 | 20,64 | 77,52 |
| Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni) | | 0,87 | 0,71 | 0,69 | 0,74 | 3,01 | 1,05 | 0,69 | 0,73 | 0,84 | 3,31 |
| Totale vendite e autoconsumi di gas naturale | | 22,44 | 18,08 | 17,47 | 18,72 | 76,71 | 23,28 | 18,63 | 17,44 | 21,48 | 80,83 |
| Vendite di energia elettrica | (TWh) | 9,22 | 8,49 | 9,46 | 9,90 | 37,07 | 9,37 | 8,39 | 8,91 | 8,66 | 35,33 |
| Vendite di prodotti petroliferi: | (mln ton) | 7,87 | 8,19 | 8,33 | 8,53 | 32,92 | 7,93 | 8,25 | 8,56 | 8,46 | 33,19 |
| <i>Rete Italia</i> | | 1,40 | 1,48 | 1,54 | 1,48 | 5,90 | 1,42 | 1,54 | 1,56 | 1,49 | 6,01 |
| <i>Extrarete Italia</i> | | 1,68 | 1,89 | 1,98 | 1,99 | 7,54 | 1,68 | 1,98 | 2,04 | 1,94 | 7,64 |
| <i>Rete resto d'Europa</i> | | 0,59 | 0,63 | 0,66 | 0,61 | 2,49 | 0,58 | 0,65 | 0,68 | 0,62 | 2,53 |
| <i>Extrarete resto d'Europa</i> | | 0,69 | 0,78 | 0,74 | 0,61 | 2,82 | 0,68 | 0,78 | 0,79 | 0,77 | 3,02 |
| <i>Extrarete altro estero</i> | | 0,11 | 0,12 | 0,12 | 0,12 | 0,47 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,12 | 0,45 |
| <i>Altre vendite</i> | | 3,40 | 3,29 | 3,29 | 3,72 | 13,70 | 3,46 | 3,19 | 3,38 | 3,52 | 13,54 |

| | | 2016 | | | | | 2015 | | | | |
|---|---------------------|---------|----------|-----------|----------|--------------|---------|----------|-----------|----------|--------------|
| | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | | I trim. | II trim. | III trim. | IV trim. | |
| Produzione di petrolio | (mgl barili/giorno) | 890 | 852 | 864 | 906 | 878 | 860 | 903 | 868 | 998 | 908 |
| Produzione di gas naturale | (mln mc/giorno) | 134 | 133 | 131 | 147 | 136 | 130 | 132 | 130 | 138 | 133 |
| Produzione di idrocarburi | (mgl boe/giorno) | 1.754 | 1.715 | 1.710 | 1.856 | 1.759 | 1.697 | 1.754 | 1.703 | 1.884 | 1.760 |
| <i>Italia</i> | | 154 | 96 | 125 | 159 | 133 | 165 | 173 | 168 | 169 | 169 |
| <i>Resto d'Europa</i> | | 190 | 188 | 187 | 240 | 201 | 186 | 181 | 182 | 192 | 185 |
| <i>Africa Settentrionale</i> | | 450 | 478 | 453 | 464 | 462 | 459 | 457 | 455 | 524 | 473 |
| <i>Egitto</i> | | 166 | 173 | 185 | 216 | 185 | 179 | 224 | 192 | 160 | 189 |
| <i>Africa Sub-Sahariana</i> | | 343 | 350 | 330 | 334 | 339 | 342 | 343 | 336 | 343 | 341 |
| <i>Kazakhstan</i> | | 118 | 90 | 103 | 133 | 111 | 100 | 98 | 82 | 100 | 95 |
| <i>Resto dell'Asia</i> | | 132 | 141 | 133 | 103 | 127 | 109 | 113 | 117 | 201 | 135 |
| <i>America</i> | | 178 | 174 | 171 | 184 | 177 | 128 | 140 | 148 | 170 | 147 |
| <i>Australia e Oceania</i> | | 23 | 25 | 23 | 23 | 24 | 29 | 25 | 23 | 25 | 26 |
| Produzione idrocarburi venduta | (mln boe) | 151,5 | 147,5 | 148,5 | 161,1 | 608,6 | 144,5 | 153,6 | 149,8 | 166,2 | 614,1 |
| Vendite di gas naturale a terzi | (mld mc) | 21,01 | 18,51 | 17,03 | 20,69 | 77,24 | 23,47 | 20,38 | 18,30 | 20,07 | 82,22 |
| Autoconsumo di gas naturale | | 1,53 | 1,31 | 1,60 | 1,66 | 6,10 | 1,54 | 1,28 | 1,51 | 1,55 | 5,88 |
| Vendite a terzi e autoconsumo | | 22,54 | 19,82 | 18,63 | 22,35 | 83,34 | 25,01 | 21,66 | 19,81 | 21,62 | 88,10 |
| Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni) | | 0,75 | 0,66 | 0,65 | 0,91 | 2,97 | 0,61 | 0,73 | 0,68 | 0,76 | 2,78 |
| Totale vendite e autoconsumi di gas naturale | | 23,29 | 20,48 | 19,28 | 23,26 | 86,31 | 24,84 | 21,57 | 19,78 | 21,53 | 87,72 |
| Vendite di energia elettrica | (TWh) | 9,45 | 8,64 | 9,17 | 9,79 | 37,05 | 8,47 | 8,35 | 9,00 | 9,06 | 34,88 |
| Vendite di prodotti petroliferi: | (mln ton) | 7,69 | 8,70 | 8,65 | 8,37 | 33,40 | 8,36 | 9,43 | 8,85 | 8,60 | 35,24 |
| <i>Rete Italia</i> | | 1,37 | 1,50 | 1,59 | 1,47 | 5,93 | 1,36 | 1,51 | 1,58 | 1,51 | 5,96 |
| <i>Extrarete Italia</i> | | 1,84 | 2,01 | 2,23 | 2,08 | 8,16 | 1,69 | 1,99 | 2,17 | 1,99 | 7,84 |
| <i>Rete resto d'Europa</i> | | 0,63 | 0,71 | 0,72 | 0,61 | 2,66 | 0,69 | 0,79 | 0,77 | 0,68 | 2,93 |
| <i>Extrarete resto d'Europa</i> | | 0,70 | 0,81 | 0,83 | 0,84 | 3,18 | 1,08 | 0,98 | 0,90 | 0,87 | 3,83 |
| <i>Extrarete altro estero</i> | | 0,10 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,43 | 0,10 | 0,11 | 0,11 | 0,11 | 0,43 |
| <i>Altre vendite</i> | | 3,05 | 3,57 | 3,17 | 3,26 | 13,05 | 3,44 | 4,05 | 3,33 | 3,43 | 14,25 |

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 bl | 1.033 | m ³ gas | | 36,481 | ft ³ gas |
| 1 tonnellata equivalente di petrolio | (tep) | 1.160,49 | l petrolio | 7,299 bl | 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) | yarda (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 | 5,458 | 1 | 159 | 0,158984 |
| l | 0,035315 | 0,0065 | 1 | 0,001 |
| m ³ | 35,31485 | 6,2898 | 10 ³ | 1 |



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2018: € 4.005.358.876,00 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

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

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998
Annual Report
Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito presso la US Securities and Exchange Commission
Fact Book (in italiano e in inglese)
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)

ENI IN 2018 - Summary Annual Review (in inglese)
ENI FOR 2018 - Sustainability Report (in italiano e in inglese)

Sito internet

www.eni.com

Centralino

+39-0659821

Numero verde

800940924

Casella email

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

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

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

Stampa

Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

