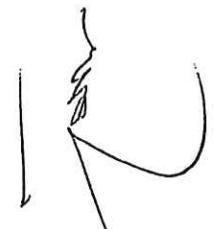


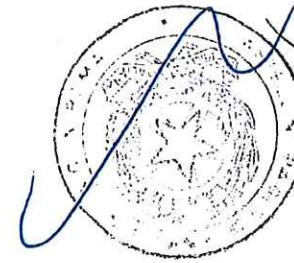
ALLEGATO "E"  
ROGITO 23058

83192 | 596

Relazione Finanziaria Annuale 2017









83192 / 597

## INDICE

### RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività di Eni	4
Lettera agli azionisti	6
Profilo dell'anno	10
Temi rilevanti di sostenibilità e prospettiva degli stakeholder	15
Modello di business	18
Scenario e Strategia	20
Risk Management Integrato	24
Governance	28
 Andamento operativo	
Exploration & Production	32
Gas & Power	50
Refining & Marketing e Chimica	55
 Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	61
Conto economico	61
Stato patrimoniale riclassificato	71
Rendiconto finanziario riclassificato	74
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	84
Fattori di rischio e incertezza	92
Evoluzione prevedibile della gestione	105
Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF)	106
Altre informazioni	130
Glossario	131

### BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio	133
Note al bilancio consolidato	142
Informazioni supplementari sull'attività Oil&Gas previste dalla SEC	237
Attestazione del management	252
Relazione della Società di revisione	253

### DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

La dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è redatta ai sensi del D.Lgs. n. 254/2016 ed è inclusa nella Relazione sulla gestione.

### BILANCIO INTEGRATO

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2017 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance.

### DISCLAIMER

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, 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.

83192 (598)

## BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	259
Note al bilancio di esercizio	265
<b>Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti</b>	<b>327</b>
<b>Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998</b>	<b>328</b>
Attestazione del management	333
<b>Relazione della Società di revisione</b>	<b>334</b>
<b>Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti</b>	<b>340</b>

## ALLEGATI

<b>Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2017</b>	<b>341</b>
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017	342
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio	366
<b>Allegato alle Note del bilancio di esercizio</b>	<b>367</b>
<b>Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione</b>	<b>373</b>

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.

Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 10 maggio 2018.

L'estratto dell'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 Ore" e "Financial Times" del 6 aprile 2018.

83192 / 599

# ATTIVITÀ DI ENI

Il portafoglio di asset petroliferi convenzionali a contenuto break-even e la qualità della base risorse con opzioni di monetizzazione anticipata costituiscono i vantaggi del business upstream Eni. La forte presenza nel mercato del gas e del GNL e le competenze nella raffinazione consentono di perseguire opportunità e progetti congiunti nella catena del valore degli idrocarburi. I fondamentali dell'azienda, tra i quali l'elevata incidenza delle riserve gas e la possibilità di crescere nelle rinnovabili grazie alle sinergie con gli asset industriali Eni, favoriranno l'evoluzione del business model verso uno scenario low carbon.

## Flusso delle attività

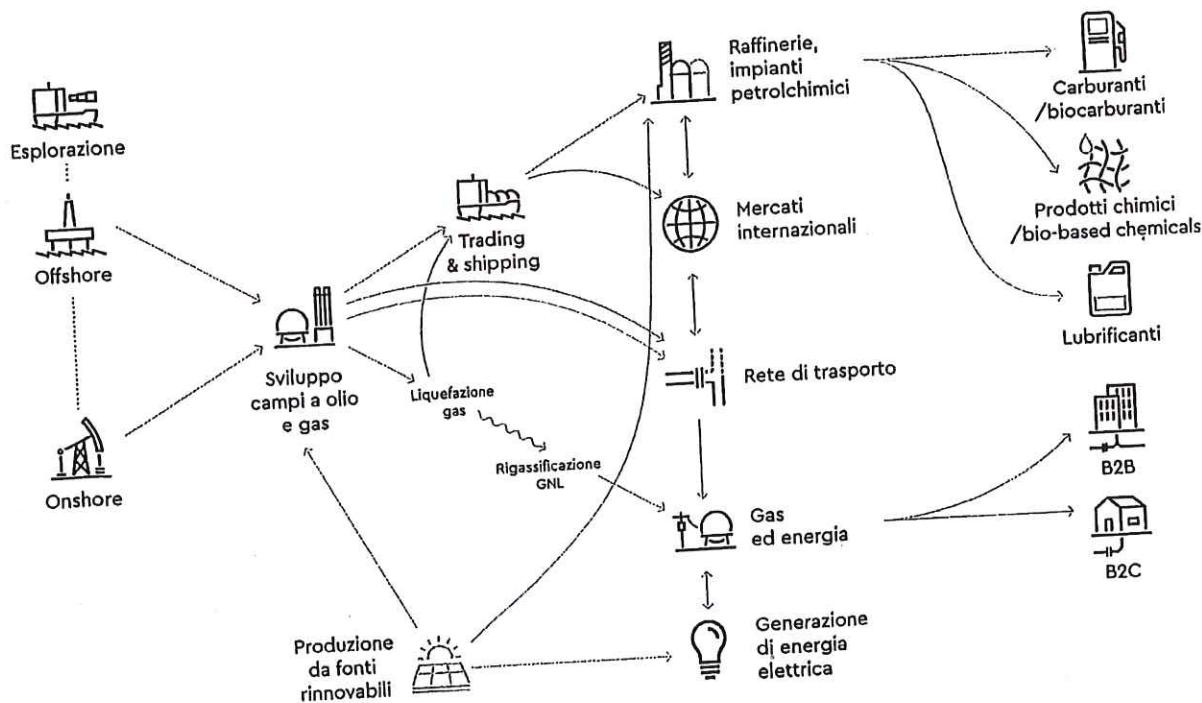
### UPSTREAM

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakistan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 46 Paesi.

### MID-DOWNSTREAM

Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading. Le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long-term, da un parco di centrali

elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading. L'integrazione verticale tra le business unit consente di cogliere sinergie operative ed efficienze di costo.

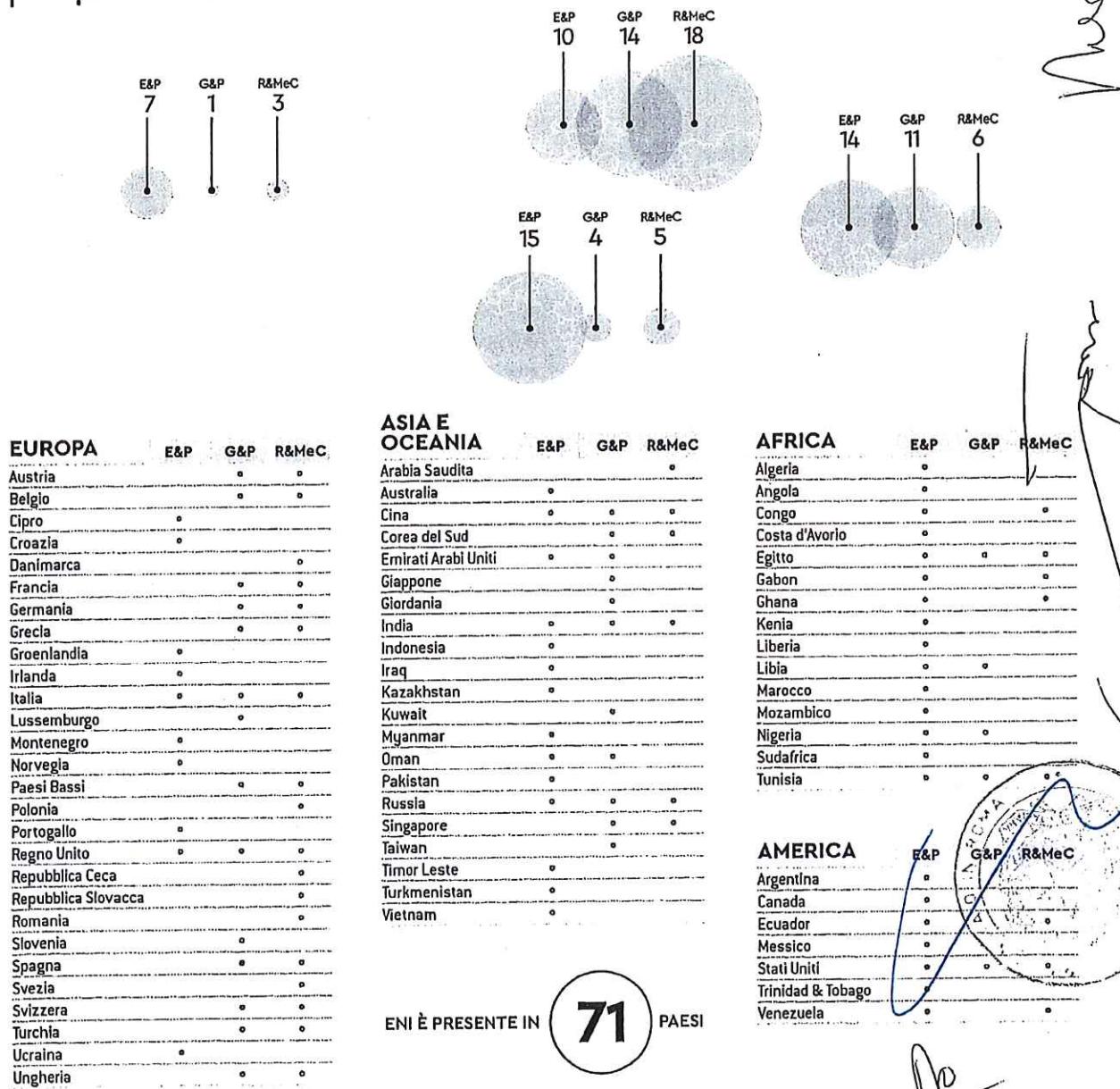


83192/600

Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, per i nostri stakeholders, nel rispetto dei Paesi in cui opera delle persone che lavorano in e con Eni.

Il nostro modo di operare fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.

### | La presenza di Eni nel mondo



83192/601

# LETTERA AGLI AZIONISTI

Nel 2017 abbiamo conseguito risultati eccellenti che dimostrano come il processo di profondo cambiamento avviato nel 2014 abbia trasformato Eni in una società in grado di creare valore anche nei momenti di mercato più difficili quali quelli vissuti negli ultimi tre anni, fra i più severi che abbiano mai interessato l'industria petrolifera.

In questi tre anni siamo cresciuti nel nostro business più importante, l'upstream, abbiamo sostanzialmente completato il processo di ristrutturazione dei business mid-downstream che nel passato sono stati fonte di perdite e di assorbimenti di cassa e, infine, abbiamo rafforzato la nostra struttura patrimoniale e finanziaria. I risultati ottenuti ci hanno consentito di ridurre a 57 \$/bl il prezzo Brent al quale Eni è in grado di autofinanziare gli investimenti e i dividendi, circa la metà di quello che è stato necessario nel 2014 per analogia copertura.

Ne consegue che l'Eni di oggi è molto più "resilient" in caso di scenari penalizzanti mentre sarà in grado di generare maggiori risultati e flussi di cassa qualora i prezzi godessero di una ripresa.

## UPSTREAM

Il rafforzamento dell'upstream è stato sostenuto da un'esplorazione di successo che per il decimo anno consecutivo ha ottenuto risultati eccellenti, dimostrando ancora una volta la qualità delle nostre competenze e del nostro know-how. Abbiamo aggiunto 1 miliardo di boe equity al nostro portafoglio, di cui 800 milioni di boe da esplorazione, al costo competitivo di circa 1 \$/barile. Dal 2014 abbiamo incrementato di oltre 4 miliardi di boe la nostra resource base, pari a circa 2 volte la produzione cumulata del periodo.

L'effort esplorativo di questi anni è stato ben bilanciato tra la necessità di assicurare il rapido sostegno alle produzioni e ai cash flow con le iniziative "near-field" che potessero beneficiare delle infrastrutture produttive esistenti e la ricerca, più a rischio, di rilevanti risorse in aree nuove o in livelli geologici inesplorati. I risultati sono stati estremamente positivi e hanno lasciato ulteriore spazio all'esecuzione della strategia di "Dual Exploration", ovvero la monetizzazione anticipata dei successi esplorativi attraverso la cessione di quote di minoranza negli stessi. In tale ambito abbiamo finalizzato gli accordi strategici relativi alla cessione del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil e del 50% dell'asset in sviluppo Zohr nell'offshore dell'Egitto con tre distinte operazioni rispettivamente con BP (10%) e la società russa Rosneft (30%) e, recentemente, con Mubadala Petroleum (10%). Dal 2013 il Dual Exploration Model ha consentito di monetizzare anticipatamente riserve per \$10,3 miliardi.

La consolidata leadership nell'esplorazione, combinata con una capacità di esecuzione dei progetti al top nell'industria petrolifera, ha consentito di mettere in produzione in meno di 3 anni sette giacimenti giant, anticipando i tempi previsti e riducendo i costi in un contesto di prezzi estremamente difficile, con l'indu-

stria petrolifera concentrata prevalentemente a posticipare ogni iniziativa di sviluppo.

Passando ai progetti di sviluppo si evidenzia come nel solo 2017 Eni abbia avviato, in anticipo sulle previsioni, quattro progetti deep water di grandi dimensioni: East Hub in Angola, OCTP in Ghana, Jangkrik in Indonesia e, in tempi record per l'industria, Zohr, il più grande giacimento a gas del Mediterraneo, in produzione a meno di due anni dalla decisione finale d'investimento e in soli 28 mesi dalla scoperta. Questi straordinari risultati sono frutto del nostro modello integrato di esplorazione e sviluppo, perfezionato nel corso degli ultimi anni, che ci ha consentito di ridurre il time-to-market dei progetti assicurando allo stesso tempo il rispetto delle stime iniziali d'investimento. I driver di questo modello sono molteplici. Per citare i principali ricordiamo i) la parallelizzazione delle attività, ii) l'approccio modulare per ridurre l'esposizione finanziaria, iii) l'insourcing di fasi progettuali critiche quali il commissioning e l'hook-up, iv) l'approccio design-to-cost che privilegia partendo dalle fasi esplorative contesti che assicurano uno sviluppo a costi contenuti, vi) lo stretto controllo dei costi, dei tempi e dei rischi progettuali e infine vi) il mantenimento dell'operatorship nella maggior parte delle iniziative.

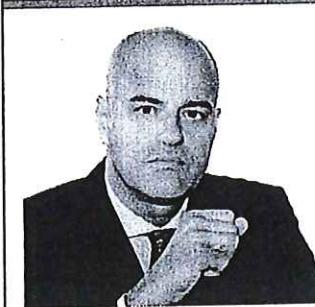
I successi esplorativi a contenuti costi unitari, la riduzione del time-to-market delle riserve e l'efficienza nei costi operativi hanno determinato la costante riduzione del costo full-cycle del barile prodotto, oggi al di sotto dei 30 \$/bl per i nuovi progetti in corso di realizzazione.

La produzione pari a 1,82 milioni di boe/giorno, il livello più elevato nella storia di Eni, ha registrato una crescita del 5,3% al netto dell'effetto prezzo nei contratti PSA e dei tagli OPEC, grazie al contributo degli start-up e delle regimazioni dei campi avviati di

83192/602



**EMMA MARCEGAGLIA**  
Presidente



**CLAUDIO DESCALZI**  
Amministratore Delegato

recente per complessivi 243 mila boe/giorno. La crescita rispetto al 2014 è stata del 14% ed è stata conseguita pur contraendo gli investimenti del 40%.

I successi esplorativi e la riduzione del time-to-market dei progetti, come ad esempio nel 2017 la FID del progetto Coral nell'Area 4 in Mozambico, hanno sostenuto anche quest'anno il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe pari al 151%, che si ridefinisce nel 103% considerando la riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela ad unproved, così come richiesto dalla normativa SEC. Nel triennio 2015-2017, pur considerando le dimissioni perfezionate in applicazione del "Dual Exploration Model", il tasso di rimpiazzo "all sources" è stato del 120%, tra i più alti dell'industria, a dimostrazione del fatto che la monetizzazione anticipata di una parte delle scoperte non ha per nulla intaccato le prospettive di ulteriore crescita della nostra produzione. Grazie a questi driver, l'E&P ha conseguito nel 2017 €5,2 miliardi di utile operativo adjusted, oltre il doppio del 2016, e una crescita del 38% nella generazione di cassa a €8,3 miliardi, a fronte di un aumento del prezzo del Brent in euro del 22%.

### MID-DOWNSTREAM

I progressi fatti nel piano di ristrutturazione dei business mid-downstream ci hanno consentito di ottenere nel 2017 i profitti operativi record degli ultimi dieci anni e di proseguire nel trend di miglioramento della generazione di cassa pari a €7,9 miliardi nell'ultimo triennio rispetto a un assorbimento di €3,7 miliardi nel triennio 2012-2014.

Il settore G&P, con €214 milioni di utile operativo adjusted nel 2017, ha anticipato di un anno l'obiettivo di profitto operativo strutturale grazie agli ulteriori progressi nella rinegoziazione dei

contratti long-term, alle ottimizzazioni nella logistica e i progressi nei business del GNL e del retail.

I business Refining & Marketing e Chimica chiudono l'anno con circa €1 miliardo di utile operativo adjusted complessivo, conseguito grazie alla capacità di cogliere appieno gli upside del miglioramento di scenario facendo leva sull'assetto impiantistico ottimizzato, sulle continue efficienze di costo e sul cambiamento del mix produttivo a beneficio di segmenti a maggiore valore aggiunto. Ulteriori driver di crescita e di redditività sono la valorizzazione delle tecnologie proprietarie, come il recente accordo di licensing della tecnologia di raffinazione di greggi pesanti EST (Eni Slurry Technology) con la cinese Sinopec, prima società di raffinazione al mondo, e l'avvio dell'unità di produzione di elastomeri premium a tecnologia Versalis nella JV con Lotte Chemicals in Corea del Sud.

### SOSTENIBILITÀ E HSE

La forte spinta alla sostenibilità dei business Eni nel lungo termine è elemento portante nel disegno e nell'attuazione delle nostre strategie. L'Azienda continua ad investire nel miglioramento della sicurezza dell'ambiente di lavoro, ambito nel quale detiene la leadership nell'industria e i risultati sono in continuo miglioramento come evidenziato dall'ulteriore riduzione del Total Recordable Injury Rate (TRIR) sceso a 0,33, -7% rispetto al 2016, e dal mantenimento di standard operativi best-in-class, con zero blow-out per il quattordicesimo anno consecutivo. Il secondo aspetto di rilievo della nostra vocazione alla sostenibilità è rappresentato dalla lotta al cambiamento climatico. L'efficienza energetica dei nostri impianti (ad esempio l'intensità emissiva upstream è diminuita di circa il 3% e anche il trend delle emissioni da flaring è in miglioramento), la ricerca di soluzioni a ridotto contenuto

Roma 2017

83192/603

emissivo e la presenza di rilevanti riserve di gas nel nostro portafoglio (tra cui le riserve in Mozambico, Egitto e Indonesia) confermano l'impegno in questa direzione. Inoltre, Eni è impegnata nel promuovere in misura significativa lo sviluppo economico e sociale delle comunità con le quali opera, e il progetto Ghana è uno degli esempi più rappresentativi della nostra strategia di partnership con gli Stati detentori delle risorse. In questo Paese coniughiamo la produzione di petrolio per il mercato internazionale con la produzione di gas, interamente destinata al mercato interno per la crescita della capacità locale di generazione di energia, contribuendo in tal modo ad uno sviluppo sostenibile.

## RISULTATI CONSOLIDATI

Nel 2017 l'utile operativo adjusted è più che raddoppiato a €5,8 miliardi, mentre il risultato netto torna in utile di €2,4 miliardi, rispetto alla perdita del 2016, grazie al contributo di tutti i business.

La generazione di cassa operativa, al netto degli anticipi incassati dai partner egiziani per il finanziamento di Zohr e di altre componenti non ricorrenti, è stata solida con €10 miliardi, in crescita del 25% rispetto al 2016, evidenziando un surplus di circa €2,4 miliardi rispetto agli investimenti netti di €7,6 miliardi. Tale surplus ci ha consentito di coprire oltre l'80% del dividendo complessivo di €2,9 miliardi in corrispondenza di un prezzo del Brent di circa 54 \$/bl, ovvero di garantire la copertura integrale al prezzo del Brent di 57 \$/barile, migliorando la previsione iniziale del management fissata in 60 \$/barile. Le dismissioni dell'esercizio, al netto della quota prezzo relativa ai rimborsi dei capex, si ridefiniscono in €3,8 miliardi e riducono il prezzo del Brent di cash neutrality da 57 \$/bl (organici) a 39 \$/barile.

A fine 2017 l'Azienda risulta solida finanziariamente, confermata da un livello di leverage di 0,23 e ben al di sotto del nostro ceiling di 0,30 nonostante tre anni e mezzo di downturn dei prezzi e oltre €11 miliardi di dividendi corrisposti per cassa nello stesso periodo.

## OUTLOOK

Guardando al futuro prevediamo che il riequilibrio dei fondamentali del mercato petrolifero si consoliderà nei prossimi anni per effetto del brusco rallentamento degli investimenti in nuove iniziative durante il downturn e della crescita costante della domanda. La nostra strategia a medio-lungo termine intende rafforzare il posizionamento competitivo e la generazione di cassa dell'azienda attraverso la crescita disciplinata, le sinergie ottenibili dall'integrazione tra i business lungo l'intera catena del valore anche attraverso la leva dell'innovazione tecnologica, promuovendo la sostenibilità in tutti i nostri progetti industriali.

Gli obiettivi operativi, economici e finanziari successivamente descritti si muovono tutti lungo la direttrice della crescita e risultano fondati su quanto già realizzato nel triennio precedente e sull'elevato grado di maturità e solidità delle azioni in corso. Ne sono esempi i ramp-up produttivi dei campi già en-

trati recentemente in esercizio, le rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, il ridotto livello di break-even dell'attività di raffinazione, l'integrazione e specializzazione della Chimica nonché i primi progetti rinnovabili sviluppati sulla base di un modello distintivo.

Nel quadriennio 2018-2021 programmiamo investimenti sostanzialmente invariati rispetto al Piano precedente e inferiori a €32 miliardi per lo sviluppo di nuove riserve di idrocarburi, per la crescita selettiva nei settori mid-downstream e l'accelerazione del piano di espansione delle rinnovabili. Tale manovra è improntata ai criteri della disciplina finanziaria, attraverso la selettività nelle decisioni di investimento (FID) e l'approccio modulare ai grandi progetti upstream.

Nell'Upstream intendiamo mantenere un forte tasso di crescita delle produzioni, traguardando nel quadriennio un tasso di incremento medio nel periodo del 3,5%. Le produzioni saranno sostenute dal rapido ramp-up dei progetti avviati nel 2017 – in particolare Zohr – e dai nuovi start-up di piano, sui quali abbiamo un eccellente livello di visibilità poiché si tratta in molti casi di fasi di sviluppo ulteriori di campi già in produzione. Ne sono esempi l'upgrading delle strutture Bahr Essalam e Wafa in Libia, OCTP fase gas, campi satelliti degli hub in Angola, sviluppi addizionali di Baltim/Meleha in Egitto e di Nenè in Congo, il potenziamento di Karachaganak e infine l'avvio dell'attività produttiva in Messico e di Merakes in Indonesia. Nel complesso ci aspettiamo da queste iniziative un contributo di circa 700 mila barili/giorno al 2021.

Per l'Esplorazione risultano confermate le linee d'azione fino ad ora perseguite, con effort ripartito tra temi "near-field", a più basso rischio, e temi convenzionali ad alta equity in offshore Messico, Africa occidentale e orientale, est del Mar Mediterraneo e Medio ed Estremo Oriente. L'obiettivo è scoprire nel quadriennio 2 miliardi di barili di nuove risorse.

Nel settore G&P, in uno scenario in evoluzione, intendiamo sostenere la redditività e la generazione di cassa attraverso il rafforzamento del core business gas e lo sviluppo dell'integrazione con l'Upstream. Le azioni industriali punteranno alla valorizzazione delle flessibilità del portafoglio di asset (contratti, infrastrutture, opzioni di delivery, ecc.), alla riduzione dei costi di logistica e all'ottenimento di una congrua ripartizione dei rischi prezzo/volume con i fornitori long-term attraverso un nuovo round di rinegoziazioni. Un importante sostegno ai risultati sarà assicurato dalla crescita del business GNL e trading cogliendo le sinergie ottenibili dalla disponibilità di produzioni equity in aree strategiche e dalle relazioni di lungo termine dell'Upstream con i Paesi produttori. Inoltre il Piano proietta un ulteriore miglioramento del business Retail Gas & Power conseguito attraverso lo sviluppo del portafoglio clienti e l'offerta di servizi a valore aggiunto.

Nei business R&M e Chimica gli obiettivi riguardano il miglioramento della resistenza alla volatilità dello scenario e la crescita inter-

83192/1604

ENI - Relazione S1092/1604 - Verso il 2017

nazionale selettiva. Le leve saranno il potenziamento del bio-carburanti, con il completamento entro fine 2018 della green refinery di Gela e il potenziamento della green refinery di Venezia, e l'ulteriore sviluppo dei "differentiated products" e il consolidamento della bio-chimica per Versalis. I risultati saranno sostenuti da ottimizzazioni nell'assetto impiantistico e nell'approvvigionamento dei feedstock, anche in chiave di maggiore sostenibilità (ad esempio sostituzione dell'olio di palma), da nuove azioni di efficienza e dalla costante attenzione all'affidabilità/integrity degli asset. Nella Raffinazione l'obiettivo è di ridurre a fine 2018 il margine di break-even a circa 3 \$/barile; nel marketing considereremo la nostra presenza nei paesi in cui operiamo.

Tutte le azioni e gli obiettivi menzionati sono stati testati per verificare la sostenibilità nel medio-lungo termine alla luce della strategia "low carbon" adottata dalla Società. Nell'Upstream abbiamo definito le iniziative idonee al conseguimento degli ambiziosi obiettivi 2025 di azzeramento del gas flaring, riduzione rispetto alla baseline 2014 del 43% delle emissioni per barile prodotto e dell'80% delle emissioni fuggitive di metano. Prevediamo di accelerare lo sviluppo del business green con investimenti

nel quadriennio maggiori di €1,8 miliardi, inclusa la spesa R&S al servizio del percorso di decarbonizzazione, traguardando una capacità installata delle rinnovabili a fine periodo di 1 gigawatt. I progetti industriali R&M e Chimica sono tutti orientati all'ottenimento di una maggiore efficienza energetica e al rafforzamento della piattaforma "green". Tali azioni, unitamente alla rilevante incidenza del gas nel portafoglio e alla costante riduzione del break-even dei progetti upstream, consolideranno la compatibilità del nostro portafoglio con gli scenari energetici più conservativi. Nel complesso le azioni definite assicureranno nel piano una forte generazione di cassa e ci consentiranno di ridurre ulteriormente il target di prezzo del barile ai fini della cash neutrality per la copertura organica degli investimenti e del dividendo.

Su queste basi il Consiglio formulerà all'Assemblea dei Soci la proposta per un dividendo di €0,80 per azione di cui €0,40 già distribuiti a settembre come acconto. Per il futuro, confortati dai risultati conseguiti e dalle prospettive di crescita dell'Azienda, intendiamo aumentare il dividendo del 2018 a €0,83 per azione; la nostra remuneration policy sarà progressiva e legata alla crescita dei risultati underlying e del free cash flow.

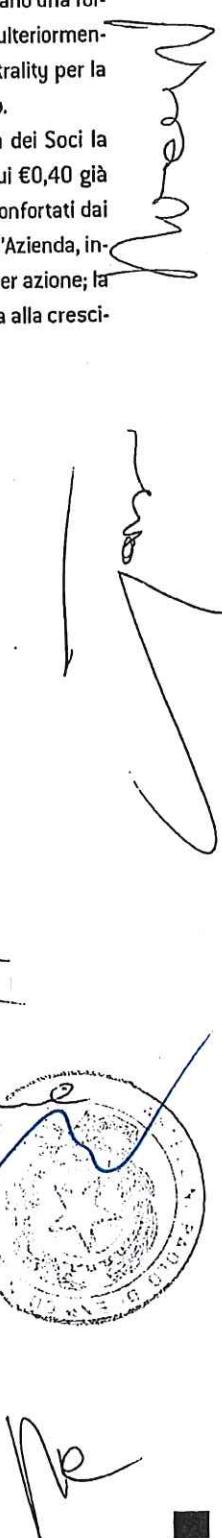
15 marzo 2018

per il Consiglio di Amministrazione

**Emma Marcegaglia**  
La Presidente



**Claudio Descalzi**  
L'Amministratore Delegato

83192/605

# PROFILO DELL'ANNO

## Risultati adjusted

Utile operativo adjusted più che raddoppiato a €5,80 miliardi (+€3,49 miliardi vs. 2016), utile netto adjusted di €2,38 miliardi rispetto alla perdita dello scorso esercizio. Tale forte recupero di redditività è dovuto all'attuazione dei driver strategici di crescita profittevole nell'upstream, di turnaround del business mid-downstream e di riduzione strutturale dei costi, che hanno consentito di catturare appieno la ripresa dello scenario.

## Upstream

Raddoppiato l'utile operativo adjusted vs. 2016 a €5,2 miliardi.

## Turnaround del mid-downstream

Circa €1 miliardo di maggiore utile operativo adjusted nel 2017:

- G&P: utile operativo strutturalmente positivo con un anno di anticipo rispetto ai piani;
- R&M: margine di raffinazione di break-even al di sotto dei 4 \$/barile ed utile operativo record degli ultimi 8 anni;
- Versalis: migliore performance operativa di sempre.

## Investimenti netti

€7,6 miliardi, in riduzione del 18% vs. 2016. Copertura organica a circa il 130%.

## Cash neutrality

Copertura organica degli investimenti e del dividendo a 57 \$/barile, 39 \$/barile considerando gli incassi da cessioni.

## Gearing e Leverage

Il Gruppo mantiene una solida struttura finanziaria con il gearing al 18%, uno dei più competitivi tra le major europee e il leverage al 23%, grazie all'eccellente cash flow operativo, al contenimento degli investimenti e ai proventi del piano di dismissioni.

## Dividendo

I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €0,80 per azione di cui €0,40 già pagati in acconto a settembre 2017.

## Dual Exploration Model

Perfezionate le dismissioni del 40% del giacimento super-giant a gas Zohr nell'offshore dell'Egitto – in due distinte transazioni con BP (10%) e Rosneft (30%) – e del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil. Nel marzo 2018 definita la cessione di un ulteriore 10% di Zohr con Mubadala Petroleum.

## Produzione di idrocarburi record

1,82 milioni di boe/giorno, produzione più elevata di sempre, con una crescita del 5,3% vs. 2016. Contributo da avvii e ramp-up di 243 mila boe/giorno grazie all'implementazione del modello integrato Eni di esplorazione e sviluppo con riduzione del time-to-market dei nuovi progetti (nel 2017 Zohr in Egitto, East-Hub in Angola, OCTP in Ghana, Jangkrik in Indonesia) e all'accelerazione dei ramp-up (Nooros).

## Sviluppo di Zohr

Avviata la produzione del giacimento super-giant a gas con un time-to-market record: meno di due anni dalla FID e meno di due anni e mezzo dalla scoperta.

## Risorse esplorative

Nel 2017 aggiunto 1 miliardo di boe equity di cui 800 milioni di boe da esplorazione in house al costo unitario di circa 1 \$/barile.

## Messico

Completata con successo la campagna esplorativa nell'Area 1 offshore, grazie all'appraisal della scoperta Tecalli che fa seguito a quelle di Amoca e Mitzton, con l'incremento delle risorse complessive del blocco fino a 2 miliardi di boe in posto (circa 90% olio). Previsto un piano di sviluppo fast-track.

## Portafoglio esplorativo

Eseguito reloading con circa 97.000 km<sup>2</sup> di nuovo acreage:

- ottenuto il 50% dei diritti di sfruttamento minerali del Blocco Isatay nel Mar Caspio Kazako;
- firmato l'EPSA relativo al Blocco 52 offshore in Oman;
- acquisite nuove licenze esplorative in Marocco, Messico, Cipro e Costa d'Avorio.

## PRODUZIONE DI IDROCARBURI RECORD

**1,82 MLN  
BOE/GIORNO**

produzione più elevata di sempre

## FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVA

**10 € MLD**

+32% vs. 2016

## DISMISSIONI NETTE

**3,8 € MLD**

incassi riferiti principalmente al Dual Exploration Model

## INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

**10,9 € MLD**

-€ 3,9 miliardi vs. 2016

## CASH NEUTRALITY ORGANICA

**57 \$/BARILE**

vs. target di 60 \$/barile  
Copertura organica  
= Investimenti + Dividendi

## GAS INVIATO A FLARING

**-68 % vs. 2007**

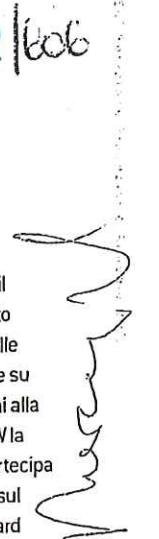
in linea con l'impegno  
di azzeramento entro il 2025

## FINDING AND DEVELOPMENT COST

**10,4 \$/BOE**

nel triennio 2015-2017  
vs. 20 \$/boe nel triennio  
2012-2014

83192 | bob




### Riserve certe di idrocarburi

7 miliardi di boe; tasso di rimpiazzo organico al 103% che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela ad unproved, così come richiesto dalla normativa SEC.

### Progetto Coral

Sanzionato dai partner dell'Area 4 il progetto per lo sviluppo delle riserve esclusive dell'Area 4 in Mozambico pari a 450 miliardi di metri cubi di gas in posto. Per la realizzazione dell'unità di Floating LNG è stato ottenuto un project financing multi source da \$4,7 miliardi.

### Sviluppo internazionale Chimica

Avviato in Corea del Sud il nuovo complesso industriale per la produzione di elastomeri premium a tecnologia Versalis, in joint venture con l'operatore locale Lotte Chemical.

### Licensing tecnologia EST

Valorizzato il know-how della raffinazione attraverso due accordi di licensing con le società cinesi Sinopec e Zhejiang Petrochemicals per l'utilizzo della tecnologia di conversione Eni Slurry Technology (EST).

### Energie rinnovabili

Concretizzato l'impegno sulle rinnovabili con l'apertura dei primi cantieri in Italia e Algeria e con lo sviluppo di ulteriori iniziative in Italia e all'estero. Firmato l'accordo di collaborazione con General Electric e con il Ministero dell'Energia kazako e il Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Elettricità egiziano per la realizzazione congiunta di nuovi impianti.

### Sicurezza delle persone

Migliorato l'indice di frequenza degli infortuni totali registrabili (-6,8% rispetto al 2016), in riduzione sia per i dipendenti (-17,2%) sia per i contrattisti (-2%), grazie all'implementazione di progetti specifici di formazione e sensibilizzazione delle persone Eni. Nel 2017 è stato inaugurato a Gela il nuovo Safety Training Center per la formazione in ambito salute, sicurezza e ambiente.

### Climate change

Nell'ambito della strategia volta a ridurre il "carbon footprint" di Eni è stato potenziato il programma di sviluppo del business delle energie rinnovabili che a oggi può contare su circa 20 progetti in esecuzione o prossimi alla FID che incrementeranno di circa 250 MW la capacità generativa di Eni. Inoltre, Eni partecipa alla Task Force sulla financial disclosure sul climate change del Financial Stability Board (TCFD) con l'obiettivo di fornire al mercato informazioni sempre più trasparenti sui rischi e le opportunità legate al cambiamento climatico.

### Impegno nella riduzione del flaring

Eni ha aderito alla Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) sponsorizzata dalla Banca Mondiale, un'iniziativa pubblico-privata che coinvolge compagnie petrolifere internazionali, governi e istituzioni internazionali. Eni ha ridotto il flaring di circa il 68% negli ultimi dieci anni e ha favorito l'accesso all'energia ad oltre 18 milioni di persone nell'Africa Sub-Sahariana.

### Emissioni GHG

Incrementate su base lorda del 2,5% rispetto al 2016 per la crescita delle produzioni. L'indice di emissione per barile prodotto è tuttavia diminuito di circa il 3% vs. 2016 e del 19% vs. 2014 in linea con l'obiettivo di lungo termine di una riduzione del 43% al 2025.

### Oil spill operativi

I barili sversati a seguito di oil spill operativi (maggiori di un barile), riconducibili per il 94% al settore E&P, sono più che raddoppiati rispetto al 2016. La causa principale è stata la fuoriuscita da serbatoio del Centro Olio Val d'Agri (COVA) dove Eni ha attuato tutte le contromisure necessarie per ridurre al minimo il danno ambientale e per prevenire incidenti futuri attraverso l'upgrading delle infrastrutture.

### Diritti umani

Avviato nel 2017 un gruppo di lavoro sui Diritti Umani nel business supportato dal Danish Institute for Human Rights. Il confronto tra i processi aziendali e gli standard internazionali (UN Guiding Principles on Business and Human Rights) ha consentito la definizione di una roadmap per migliorare ulteriormente le performance in materia di Diritti Umani.

Vp

83197/604

## PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2017	2016	2015
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	66.919	55.762	72.286
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)
Utile (perdita) operativo adjusted <sup>(a)</sup>		5.803	2.315	4.486
Utile (perdita) netto adjusted <sup>(a)(b)</sup>		2.379	(340)	803
Utile (perdita) netto <sup>(b)</sup>		3.374	(1.051)	(7.952)
Utile (perdita) netto - discontinued operations <sup>(b)</sup>			(413)	(826)
Utile (perdita) netto di Gruppo <sup>(b)</sup> (continuing e discontinued operations)		3.374	(1.464)	(8.778)
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	12.155
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo <sup>(b)</sup>		8.458	5.386	8.510
Investimenti tecnici		8.681	9.180	10.741
di cui: ricerca esplorativa		442	417	566
sviluppo riserve di idrocarburi		7.236	7.770	9.341
Dividendi per esercizio di competenza <sup>(d)</sup>		2.881	2.881	2.880
Dividendi pagati nell'esercizio		2.880	2.881	3.457
Totale attività a fine periodo		114.928	124.545	139.001
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		48.079	53.086	57.409
Indebitamento finanziario netto		10.916	14.776	16.871
Capitale investito netto		58.995	67.862	74.280
di cui: Exploration & Production		49.801	57.910	53.968
Gas & Power		3.394	4.100	5.803
Refining & Marketing e Chimica		7.440	6.981	6.986
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,8	15,5	13,8
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.601,1	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazione di borsa <sup>(d)</sup>	(€ miliardi)	50	56	50

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

(c) L'importo 2017 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

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

## PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

		2017	2016	2015
Utile (perdita) netto				
· per azione <sup>(a)</sup>	(€)	0,94	(0,29)	(2,21)
· per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	2,12	(0,65)	(4,90)
Utile (perdita) netto adjusted				
· per azione <sup>(a)</sup>	(€)	0,66	(0,09)	0,37
· per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	1,49	(0,20)	0,82
Cash flow				
· per azione <sup>(a)</sup>	(€)	2,81	2,13	3,58
· per ADR <sup>(a)(b)</sup>	(\$)	6,35	4,72	7,95
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%)	4,7	0,2	1,8
Leverage		23	28	29
Gearing		18	22	23
Coverage		6,5	2,4	(2,4)
Current ratio		1,5	1,4	1,4
Debt coverage		92,7	51,9	76,3
Dividendo di competenza	(€ per azione)	0,80	0,80	0,80
Total Share Return (TSR)	(%)	(5,6)	19,2	1,1
Pay-out		85	(197)	(33)
Dividend yield <sup>(c)</sup>		5,7	5,4	5,7

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

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

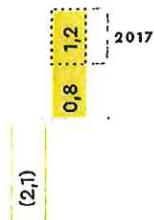
83192 | 608



### UTILE OPERATIVO ADJUSTED MID-DOWNSTREAM

(€ miliardi)

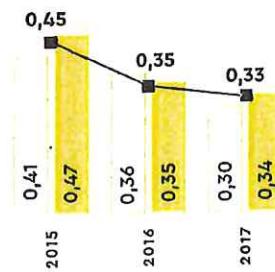
- 2015-2017
- 2012-2014



### TRIR - INDICE DI FREQUENZA INFORTUNI TOTALI REGISTRABILI

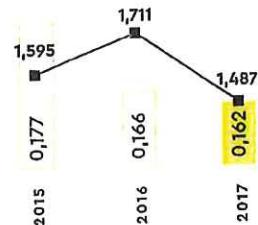
(Infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000

- Indice di frequenza infortuni dipendenti
- Indice di frequenza infortuni contrattisti
- TRIR Totale



### ECCELLENZA OPERATIVA UPSTREAM

- Indice di intensità GHG  
(tonnellate di CO<sub>2</sub>eq/tep)
- Consumi energetici da attività  
produttive/produzione linda  
di idrocarburi 100% (GJ/tep)



### PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

	2017	2016	2015	
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.934	33.536	34.196
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,33	0,35	0,45
di cui: dipendenti		0,30	0,36	0,41
contrattisti		0,34	0,35	0,47
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.464	5.913	16.481
di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo		3.236	4.682	14.847
operativi		3.228	1.231	1.634
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	42,52	41,46	42,32
di cui: CO <sub>2</sub> equivalente da combustione e da processo		32,65	31,99	32,22
CO <sub>2</sub> equivalente da flaring		6,83	5,40	5,51
CO <sub>2</sub> equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		1,46	2,40	2,79
CO <sub>2</sub> equivalente da venting		1,58	1,67	1,80

### Exploration & Production

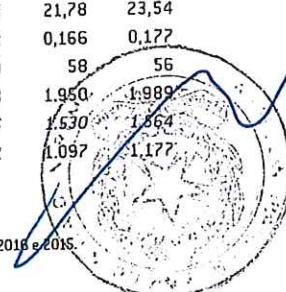
	2017	2016	2015	
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.970	12.494	12.821
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,28	0,34	0,34
Riserve certe d'idrocarburi	(milioni di boe)	6.990	7.490	6.890
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,5	11,6	10,7
Produzione di idrocarburi <sup>(b)</sup>	(migliaia di boe/giorno)	1.816	1.759	1.760
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe	(%)	103	193	148
Profit per boe <sup>(b)</sup>	(\$/boe)	8,7	2,0	[3,8]
Opex per boe <sup>(b)</sup>		6,6	6,2	7,2
Cash flow per boe <sup>(b)</sup>		20,2	12,9	20,9
Finding & Development cost per boe <sup>(d)</sup>		10,4	13,2	19,3
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	23,45	21,78	23,54
Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/produzione linda di idrocarburi (100% operata) <sup>(d)</sup>	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/tep)	0,162	0,166	0,177
% di acqua di formazione reiniettata	(%)	59	58	56
Volume di idrocarburi inviato a flaring	(milioni di metri cubi)	2.283	1.950	1.989
di cui: di processo		1.556	1.530	1.864
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.022	1.097	1.177

(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: 137 mln di tep, 122 mln di tep e 125 mln di tep, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015.



ME

*83192609*

		2017	2016	2015
<b>Gas &amp; Power</b>				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.313	4.261	4.484
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,37	0,29	0,89
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	80,83	86,31	87,72
<i>di cui: in Italia</i>		37,43	38,43	38,44
<i>internazionali</i>		43,40	47,88	49,28
Clienti in Italia	(milioni)	7,7	7,8	7,9
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	11,23	11,17	10,57
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO <sub>2</sub> eq/kWheq)	395	398	409
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,9
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	22,42	21,78	20,69
Vendite di energia elettrica		35,33	37,05	34,88
Grado soddisfazione clienti	(scala da 0 a 100)	86,7	86,2	85,6

		2017	2016	2015
<b>Refining &amp; Marketing e Chimica</b>				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.916	10.858	10.995
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,62	0,38	1,07
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	194	134	427
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	7,82	8,50	8,19
Emissioni SO <sub>x</sub> (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO <sub>2</sub> eq)	5,18	4,35	6,17
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	24,02	24,52	26,41
Quota di mercato Rete in Italia	(%)	25,0	24,3	24,5
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,54	8,59	8,89
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.544	5.622	5.846
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.783	1.742	1.754
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia bbl/g)	548	548	548
Capacità delle bioraffinerie	(migliaia di tonnellate/anno)	360	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	206	181	179
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO <sub>2</sub> eq/kt)	258	278	253
Produzioni di prodotti petrochimici	(migliaia di tonnellate)	5.818	5.646	5.700
Vendite di prodotti petrochimici		3.712	3.759	3.801
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	73	72	73

# TEMI RILEVANTI DI SOSTENIBILITÀ E PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

## | Processo di determinazione dei temi rilevanti di sostenibilità per Eni

Annualmente Eni definisce e rendiconta sui temi rilevanti di sostenibilità per la società e per gli stakeholder. La definizione di tali temi si basa su un processo di identificazione e priorizzazione che comprende:

- 1 ————— 2 ————— 3 —————

### ANALISI DI SCENARIO DI SOSTENIBILITÀ

Analisi del contesto in cui Eni opera, evidenziando i temi emergenti di sostenibilità, le tematiche rilevanti e lo stato di avanzamento rispetto agli obiettivi prefissati. Tale analisi di scenario è presentata e approfondita in occasione del Comitato Sostenibilità e Scenari e approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni.

### RISULTATI DEL RISK ASSESSMENT

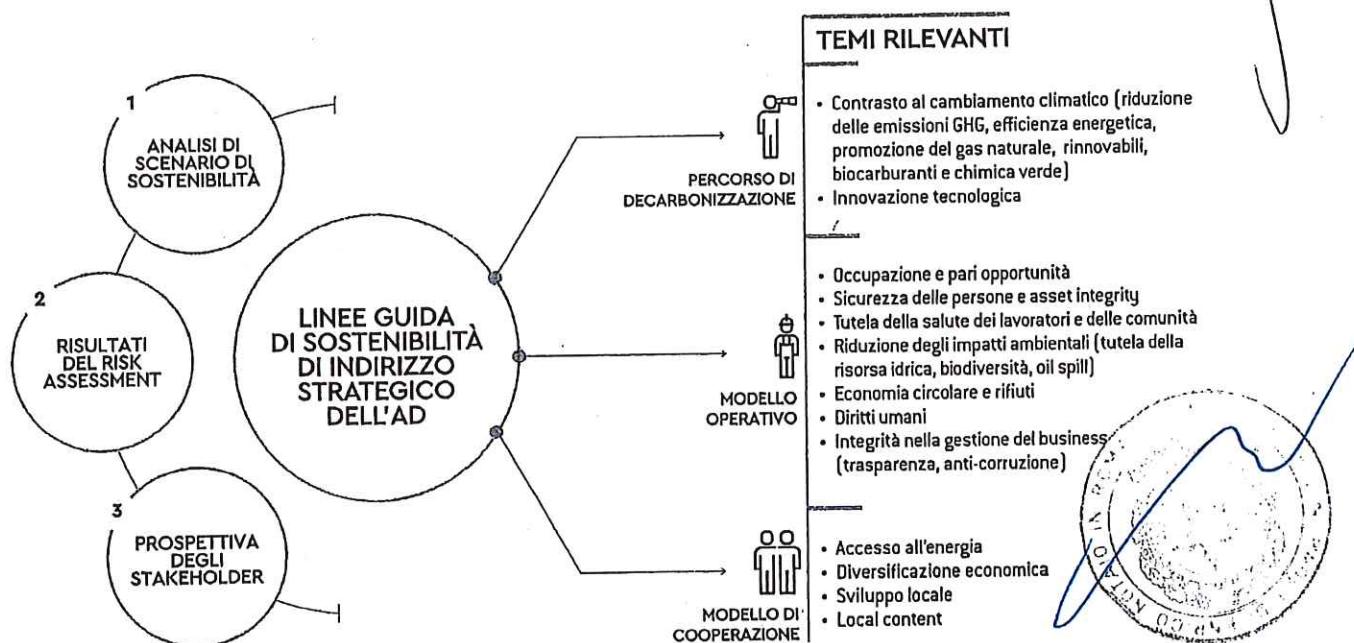
Identificano i principali rischi di Eni tra cui anche quelli con potenziali impatti ambientali, sulla salute e sicurezza, sociali e reputazionali.

3

### PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

Processo che identifica i temi prioritari per i diversi interlocutori aziendali. Definito in accordo a standard internazionali quali il Global Reporting Initiative, (GRI), l'Accountability AA1000 e le linee guida IFC "Stakeholder Engagement: A Good Practice Handbook for Companies Doing Business in Emerging Markets" che tiene in considerazione gli impatti potenziali sugli stakeholder in relazione alle tematiche ambientali, sociali e di governance (ESG).

I temi che emergono dalle analisi e valutazioni costituiscono la base per la definizione delle **Linee Guida di sostenibilità di Indirizzo strategico di Eni**, emesse dell'Amministratore Delegato per tutte le linee di business, e sulle quali viene successivamente elaborato il piano strategico quadriennale e vengono definiti gli obiettivi manageriali. Tali Linee Guida identificano i temi rilevanti, materiali di sostenibilità, che **determinano la capacità dell'azienda di creare valore nel breve, medio e lungo termine**. Tali temi sono rappresentati di seguito secondo le tre leve del modello di business (Percorso di Decarbonizzazione, Modello Operativo, Modello di Cooperazione).



83192/64

## Prospettiva degli stakeholder

CATEGORIA STAKEHOLDER	PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	COMUNITÀ FINANZIARIA
<b>PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2017</b> 	<p>Piano di comunicazione interno focalizzato su strategia, obiettivi, risultati di Eni e sui temi dell'integrazione, declinato in:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Organizzazione e processo (Leadership Meeting; Global Engage; NOI per la squadra; Safety &amp; Environment Day 2017);</li> <li>b) Integrazione di competenze ed esperienze (sharing di best practices, storytelling, supporto all'organizzazione e alla comunicazione di iniziative dedicate);</li> <li>c) Cultura e comportamenti. Incontro con i sindacati nazionali e internazionali, nell'ambito del Global Framework Agreement<sup>1</sup>, per un confronto sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori.</li> </ul>	<p>Avvio di attività di consultazione con le autorità e le comunità locali per la programmazione, gestione e realizzazione di iniziative per il territorio in Congo (sviluppo ed implementazione del CATREP), Iraq (pianificazione attività educative di lungo termine), Egitto (pianificazione attività di sostenibilità legate a Zohr), Nigeria (rinegoziazione dei singoli MoU di sostenibilità legati ad ogni comunità). Consultazioni pubbliche nell'ambito dei processi di permitting ed operativi in Myanmar, Mozambico, Montenegro, Messico, Kazakistan e Ghana. Dialogo continuo con il Community Resettlement Committee nell'area di Palma e Mozambico, a supporto del processo di resettlement.</p>	<p>Richiesta di rispetto del Codice Etico Eni, le Linee Guida Eni per la Tutela e Promozione dei Diritti Umani e il Modello 231. Incontri con imprese locali volti a illustrare i valori di sostenibilità di Eni (es. rispetto Diritti Umani). Premiazione con Eni Safety Award dei fornitori con le migliori performance di sicurezza dell'anno. Eventuali comunicazioni di non conformità/aree di miglioramento emerse a fronte di processi di qualifica.</p>	<p>Presentazione del piano strategico a Londra e Milano e Road-show del top management. Conference call sui risultati trimestrali. Partecipazione a conference tematiche organizzate dalle banche. Road-show su temi di governance del Presidente a Londra, Parigi e Milano. Ingaggio con il mercato su temi industriali, finanziari e ESG anche in relazione all'Assemblea degli Azionisti.</p>
<b>TEMI MATERIALI</b> 	<p>Integrità e trasparenza .....</p> <p>Cambiamento climatico ed efficienza energetica .....</p> <p>Salute e sicurezza sul lavoro .....</p> <p>Clima organizzativo e welfare .....</p> <p>Gestione degli impatti ambientali .....</p> <p>Tutela dei diritti umani .....</p> <p>Creazione di valore economico e finanziario .....</p> <p>Correttezza e trasparenza delle politiche commerciali .....</p> <p>Gestione sostenibile della supply chain .....</p> <p>Relazioni con le comunità e sviluppo .....</p> <p>Asset integrity e gestione delle emergenze .....</p> <p>Corporate governance .....</p> <p>Sfide per lo sviluppo .....</p> <p>Rischi e vulnerabilità nel settore energetico .....</p> <p>Capacità di risposta alle esigenze dei clienti .....</p>			

(1) Global Framework Agreement sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa, sottoscritto da Eni nel 2016 con IndustriALL Global Union e con le Organizzazioni Sindacali di Settore Italiane.

83192 612

卷之三

CLIENTI E CONSUMATORI	ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE, E INTERNAZIONALI	UNIVERSITÀ E CENTRI DI RICERCA	ADESIONE ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE E ASSOCIAZIONI DI CATEGORIA	ORGANIZZAZIONI DI ADVOCACY INTERNAZIONALI E NAZIONALI
<p>Dialogo con Associazioni dei Consumatori (AdC) nazionali/locali sui temi della sostenibilità circolare, nei settori della chimica e della raffinazione. Workshop su risanamento ambientale/bonifiche sostenibili realizzate da Syndial, su mobilità sostenibile ed energie rinnovabili. Sponsorizzazione del progetto "Mobiltime" per la promozione della mobilità sostenibile nelle città italiane. 5 incontri territoriali con le AdC del CNCU<sup>2</sup>.</p>	<p>Incontri su temi energetici con rappresentanti politico-istituzionali locali, nazionali, europei ed internazionali, compresa la rete diplomatica italiana all'estero e le rappresentanze diplomatiche estere in Italia e di organismi internazionali.</p> <p>Partecipazione attiva a tavoli tecnico-istituzionali, commissioni miste/intergovernative a consultazioni pubbliche, business forum internazionali e momenti di confronto promossi dal Governo e dal Parlamento italiano. Attività d'informazione e relazione con stakeholder nazionali e locali per riavvio negoziazioni con MISE/Regioni. Dialogo continuo con Commissione Europea e Parlamento Europeo sui temi di decarbonizzazione, mobilità, accesso all'energia e sviluppo.</p>	<p>Rinnovato accordo Eni/MIT per i prossimi 4 anni su sviluppo di tecnologie per contrastare il cambiamento climatico.</p> <p>Accordo triennale di collaborazione con l'Università di Bologna su temi di R&amp;S in campo energetico. Realizzazione "Eni Award Lectures", ciclo di lezioni tenute dai vincitori delle precedenti edizioni di Eni Award e da membri della Commissione sui temi di ricerca.</p>	<p>Adesione e partecipazione a OGCI<sup>3</sup>, IPIECA<sup>4</sup>, WBCSD<sup>5</sup>, UN Global Compact, CIIDU<sup>6</sup>, EITI<sup>7</sup>. Interazione/collaborazione con Danish Institute for Human Rights and Business. Iniziative di formazione e promozione su specifiche tematiche di sostenibilità. Contributo alla realizzazione di materiale specifico (es. Guidelines, webinar, ecc.) e condivisione delle best practices.</p> <p>Cicli di incontri con focus su procedure di accreditamento fornitori Eni. Convegni con testimonianze aziendali su temi di sostenibilità. Partecipazione agli incontri degli organi associativi e dei tavoli di lavoro specialistici.</p>	<p>Dialogo proattivo e scambio di informazioni su tematiche di sostenibilità inerenti i principali siti di presenza Eni.</p>

(2) Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.

(3) Oil and Gas Climate Initiative.

(3) Oil and Gas Climate Initiative.  
(4) Associazione del settore oil&gas che si occupa dei temi ambientali e sociali.

(5) World Business Council for Sustainable Development.

**(6) Comitato Interministeriale Diritti Umani.**

#### (7) Extractive Industries Transparency Initiative.

# MODELLO DI BUSINESS

Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine, sia per l'azienda che per gli stakeholder, attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e di crescita, l'efficienza, l'eccellenza operativa e la prevenzione dei rischi di business. Eni riconosce che la principale sfida del settore energetico è l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti, contrastando il cambiamento climatico. Per rispondere a questa sfida Eni ha adottato una strategia integrata volta a conseguire

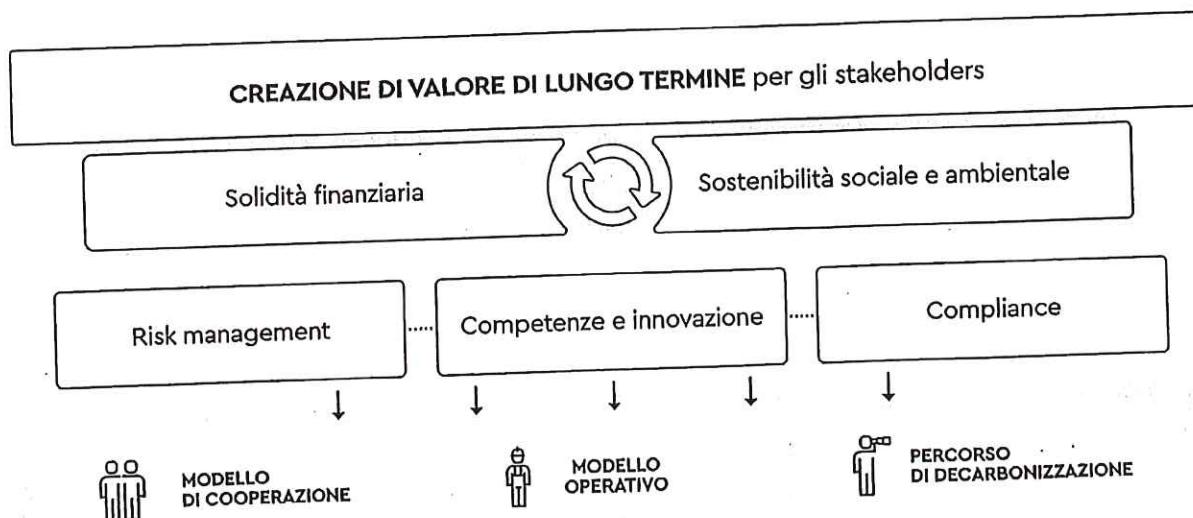
obiettivi operativi coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale, che fa leva su:

- un percorso di decarbonizzazione;
- un modello operativo che riduce i rischi di business oltre agli impatti sociali e ambientali;
- un modello di cooperazione con i Paesi ospitanti che si fonda su partnership durature di collaborazione.

In quest'ottica, il sostegno allo sviluppo dei Paesi al fine di favorire l'accesso alle risorse

energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti, la valorizzazione delle persone, la tutela dell'ambiente, la lotta al cambiamento climatico, la salvaguardia della salute e della sicurezza, il rispetto dei diritti umani, dell'etica e della trasparenza, rappresentano i valori fondamentali integrati nel modello di business di Eni.

Da sempre il Consiglio di Amministrazione di Eni si è riservato un ruolo centrale nella definizione delle politiche e delle strategie di sostenibilità e nella verifica dei relativi risultati.



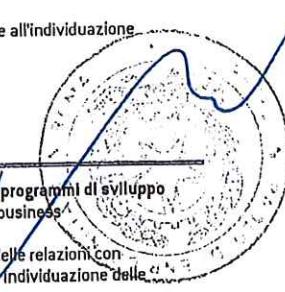
Nello svolgimento dei propri compiti in materia, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito nel 2014 dal Consiglio di Amministrazione stesso. A testimonianza dell'importanza che Eni riserva a tali tematiche, anche

per il 2017, nel Piano di Incentivazione variabile annuale dell'Amministratore Delegato e coerentemente per tutti i Dirigenti con responsabilità strategica, sono stati previsti obiettivi di sostenibilità.

Per conseguire tali obiettivi Eni si è dotata di modelli di gestione e organizzazione, strumenti operativi e gruppi di lavoro interfunzionali, sui diversi ambiti della sostenibilità, riportati nella tabella seguente.

DIMENSIONE		MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE
	PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	<p><b>CAMBIAIMENTO CLIMATICO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Funzione organizzativa centrale dedicata al climate change</li> <li>Gruppo di Lavoro interfunzionale Programma Climate Change il cui Steering Committee è presieduto dall'Amministratore Delegato; finalizzato a ridurre progressivamente le emissioni GHG in accordo con il target 2°C</li> <li>Programma Ricerca e Sviluppo Energy Transition: mira a sviluppare tecnologie in grado di promuovere in tempi rapidi la diffusione dell'utilizzo del gas naturale decarbonizzando la filiera</li> <li>Energy Solutions: sviluppo del business della produzione di energia da fonti rinnovabili e gestione dei relativi asset tramite società dedicate</li> </ul>
	MODELLO OPERATIVO	<p><b>PERSONE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Strumenti per la gestione e sviluppo delle risorse, mirati al coinvolgimento e alla crescita professionale, allo scambio di esperienze inter-generazionali, alla costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e coerenti con le opportunità strategiche aziendali e di sviluppo professionale nelle aree tecniche core e alla valorizzazione delle diversità</li> <li>Sistema di knowledge management per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali</li> <li>Sistema di gestione di relazioni industriali a livello nazionale e Internazionale: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire la motivazione e il coinvolgimento del personale nelle attività d'Impresa, in recepimento degli standard previsti dalle convenzioni International Labour Organization e alle Indicazioni fornite dall'Institute for Human Rights and Business</li> <li>Sistema di gestione salute basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali</li> <li>Sistema di gestione di security finalizzato a garantire la tutela delle persone Eni in Paesi ad alta criticità</li> <li>Sistema di welfare per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi ai dipendente e familiari</li> </ul> <p><b>SICUREZZA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema di gestione della salute e sicurezza dei lavoratori secondo lo standard BS OHSAS 18001, utilizzato in maniera standardizzata in tutte le attività operative</li> <li>Sistema di gestione della sicurezza di processo con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset)</li> <li>Preparazione e risposta alle emergenze con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente</li> </ul> <p><b>RISPETTO PER L'AMBIENTE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Sistema di gestione salute, sicurezza, ambiente Integrato; adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001 per la gestione ambientale</li> <li>Applicazione processo ESHIA (Environmental Social &amp; Health Impact Assessment) in tutti i progetti</li> <li>Gruppo di Lavoro Green Sourcing: per la definizione di un modello strutturato finalizzato all'individuazione delle logiche di analisi e dei requisiti tecnici da adottare per la selezione di prodotti e fornitori in grado di garantire migliori performance ambientali</li> <li>Gruppo di Lavoro Biomasse: attuazione degli impegni dichiarati nella Posizione Eni su biomasse e olio di palma</li> </ul> <p><b>DIRITTI UMANI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Processo di gestione sui diritti umani regolato da una Management System Guideline</li> <li>Gruppo di Lavoro su Business e Diritti Umani: per allineare ulteriormente i processi aziendali ai principali standard e best practice internazionali</li> <li>Applicazione processo ESHIA in tutti i progetti, integrato con l'analisi degli impatti sui diritti umani</li> <li>Analisi specifiche degli impatti sui diritti umani, denominate HRIA (Human Rights Impact Assessment)</li> </ul> <p><b>TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Struttura organizzativa "Anti-Corruption Compliance" alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato</li> <li>Compliance Program Anti-Corruzione: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione</li> <li>Sistema di gestione anti-corruzione certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016</li> <li>Modello 231: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori)</li> </ul> <p><b>FORNITORI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Processo di Procurement volto a verificare, mediante attività di qualifica, selezione, gestione e monitoraggio dei fornitori, il possesso dei requisiti Eni su affidabilità etica ed onorabilità, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani anche attraverso assessment condotti sulla base di parametri di valutazione ispirati ai Social Accountability Standard (SA8000)</li> </ul> <p><b>INNOVAZIONE</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Funzione Ricerca &amp; Sviluppo centralizzata per meglio condividere e valorizzare il know-how</li> <li>Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica secondo le best practice della R&amp;S (pianificazione e controllo per fasi che seguono la maturità della tecnologia)</li> <li>Continuo aggiornamento delle procedure relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali attinenti alla R&amp;S</li> </ul>
	MODELLO DI COOPERAZIONE	<p><b>COMUNITÀ LOCALI</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Referente di sostenibilità a livello locale, che si interfaccia con la sede centrale per definire i programmi di sviluppo per le comunità locali in linea con i piani di sviluppo nazionali ad integrazione dei processi di business</li> <li>Applicazione processo ESHIA in tutti i progetti</li> <li>Plattforma (Stakeholder Management System) finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder, anche locali e dei grievance. Processo formalizzato per la raccolta, gestione e individuazione delle casistiche dei grievance per analisi a livello centrale</li> <li>Gruppo di Lavoro Local Content: definizione di un modello di valutazione del local content basato su metodologia per misurare l'effetto diretto, indiretto e indotto delle operazioni in una specifica area geografica</li> <li>Sistema di rilevazione, mitigazione e monitoraggio dei rischi legati ai rapporti con gli stakeholder locali</li> </ul>

We



83192/615

# SCENARIO E STRATEGIA

## | Il mercato e il contesto competitivo

### Transizione verso un energy mix a minore Intensità carbonica

Le compagnie operanti nel settore energetico sono chiamate a rispondere a una duplice sfida: soddisfare il crescente fabbisogno energetico, lavorando per costruire un futuro in cui tutti possano accedere alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile, e limitare le proprie emissioni in atmosfera contribuendo al graduale processo di decarbonizzazione del sistema energetico, in conformità con le decisioni prese in ambito COP a partire da Parigi 2015. Al 2040 la popolazione mondiale passerà da 7 a 9 miliardi e la domanda di energia aumenterà di circa il 30%. Ci sarà anche

uno spostamento geografico nel consumo e il 70% della domanda di energia verrà dai Paesi non-OCSE, che rappresentano circa l'85% della popolazione mondiale. In questo contesto il gas naturale rappresenta un'opportunità di riposizionamento strategico per le compagnie petrolifere in virtù della minor intensità carbonica e delle possibilità di integrazione con le fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica. Si registra una crescente consapevolezza della necessità di promuovere politiche a favore della sostituzione del carbone nella generazione elettrica.

## | Piano industriale

Il Piano industriale 2018-2021 proietta una progressiva crescita del prezzo fino a 72 \$/barile, valore di equilibrio di lungo termine in linea con l'andamento dei fondamentali. Il processo di profonda trasformazione del modello di business Eni, intervenuto nel periodo 2014-2017, ha consentito di ottenere un Gruppo oil&gas fortemente integrato lungo la catena del valore, rafforzato ed in continua crescita nel settore upstream, ristrutturato nei business mid-downstream e più solido finanziariamente; tale processo è stato accompagnato e sostenuto anche da interventi organizzativi, per rendere più efficace l'integrazione tra le varie funzioni aziendali. Gli obiettivi operativi, economici e finanziari del piano 2018-2021 sono orientati allo sviluppo dell'attività e alla crescita del valore dei singoli business e sono caratterizzati da un elevato grado di maturità e solidità grazie al livello di avanzamento delle azioni previste per il loro raggiungimento, quali: il ramp-up produttivo dei campi recentemente avviati in produzione, l'avanzamento delle attività necessarie per il sanzionamento dei progetti a supporto della nuova crescita produttiva, le rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento gas, la contrattualizzazione dei volumi di GNL, il ridotto livello di break-even dell'attività di raffinazione,

l'integrazione e specializzazione della chimica, nonché la chiara strategia di decarbonizzazione e sviluppo dei business green, sulla base di un modello distintivo. Fra le azioni avviate, che genereranno valore incrementale, continuerà a svolgere un ruolo chiave la diffusione della tecnologia digitale che consentirà di migliorare la sicurezza sul lavoro e cogliere nuove opportunità di sviluppo ed efficienza. Il basso livello del prezzo di break-even degli investimenti in fase esecutiva, la disciplina economica, finanziaria e tecnica, unitamente alle azioni volte a ridurre gli impatti ambientali, combinati con la crescente integrazione del portafoglio Eni, consentiranno di catturare ulteriore valore e renderanno la società ancor più resiliente e solida dal punto di vista finanziario.

Nel quadriennio 2018-2021 gli obiettivi di cash neutrality risultano in miglioramento rispetto al precedente piano; in particolare nel 2018 il flusso di cassa da attività operativa garantirà la copertura integrale degli investimenti e dei dividendi in corrispondenza di un prezzo del Brent di circa 55 \$/barile, ulteriormente ridotto a 50 \$/barile a fine piano grazie alla crescita di tutti i business e alla continua disciplina negli investimenti.

## OBIETTIVI 2018-2021



<€32 mld  
nel quadriennio



CASH  
NEUTRALITY  
(investimenti+dividendi)  
~55 \$/barile nel 2018  
~50 \$/barile nel 2021



LEVERAGE  
TARGET  
0,20-0,25

83192/016

2016-2017  
2018-2019  
2019-2020  
2020-2021

### L'anno del ribilanciamento

Nel 2017, dopo tre anni di surplus, i tagli di produzione OPEC e non OPEC e la forza della domanda hanno portato al ribilanciamento. A fine 2017 le scorte totali OCSE si avvicinano alla media degli ultimi 5 anni, in linea con l'obiettivo OPEC. Le tensioni geopolitiche tornano a giocare al rialzo. Per contro la crescita del tight-oil USA ha alimentato fasi di elevata volatilità: nonostante un tasso di crescita inferiore agli anni del boom, la natura short cycle del tight-oil e l'entrata del greggio USA nell'export internazionale restano fattori di volatilità per il mercato. Il Brent chiude il 2017 con una media di 54,3 \$/barile (+10 \$/barile rispetto al 2016), superando la soglia dei 65 \$/barile a fine anno.

### La strategia dell'OPEC guiderà anche il 2018

L'estensione dei tagli per tutto il 2018 e la successiva strategia di controllo del mercato da parte OPEC sostiene il prezzo nell'anno, aiutato anche dalle diffuse disruption di natura geopolitica, in primis il Venezuela che ha raggiunto livelli produttivi paragonabili a

quelli di trent'anni fa. Anche il taglio degli investimenti dello scorso biennio potrà contribuire a mantenere prezzi elevati determinando un gap rispetto alla domanda attesa.

### Migliora il contesto del mid-downstream europeo

In Europa il processo di razionalizzazione in atto dal 2008 si è attenuato da fine 2014, in concomitanza con una ripresa dei margini e della domanda. Nel 2017 non ci sono state chiusure di capacità, in un contesto di margini ancora forti, nonostante l'aumento del prezzo del Brent. Nei prossimi anni la raffinazione europea continuerà a beneficiare della forza della domanda e dell'impatto IMO al 2020, che favorirà la redditività delle raffinerie complesse a discapito di quelle semplici a rischio di chiusura. Tuttavia i raffinatori europei, avendo chiuso gran parte delle loro raffinerie meno redditizie, saranno meno penalizzati. L'Europa rimarrà il raffinatore marginale in un contesto globale di elevata concorrenza da parte degli operatori in Medio Oriente, USA, Russia e Asia che presentano vantaggi competitivi in termini di costo di approvvigionamento ed efficienza.

## Upstream

Valorizzazione e crescita del portafoglio esplorativo, con l'obiettivo di scoprire 2 miliardi di boe e contribuire alla diversificazione geografica.

Esplorazione con operatorship su temi convenzionali e ad alta equity in coerenza con il "Dual Exploration Model".

Reloading del portafoglio esplorativo con prospettività a liquidi ad elevata materialità.

Focus su esplorazione near-field con ridotto time-to-market e cash flow immediati in Paesi con infrastrutture operate.

Graduale ripresa dell'esplorazione su temi "high risk - high reward".

Perforazione di circa 115 pozzi in più di 25 Paesi.

Crescita della generazione di cassa con un free cash flow cumulato 2018-2021 pari a €22 miliardi.

Crescita delle produzioni nel periodo 2018-2021 ad un tasso medio annuo del 3,5% con focus sul valore, grazie al contributo dei progetti già avviati e di quelli previsti nel quadriennio caratterizzati da un livello di cash flow per boe superiore alla media del portafoglio; al 2025 attesa ulteriore crescita della produzione al tasso medio annuo del 3%.

Avvio e rafforzamento di iniziative integrate con il settore Gas & Power per la valorizzazione del gas equity.

Rafforzamento del modello di realizzazione dei progetti per fasi e design-to-cost al fine di ridurre il rischio di esecuzione e l'esposizione finanziaria.

Ottimizzazione dell'efficienza operativa con particolare riferimento al contenimento dei costi operativi e alla riduzione del "Non Productive Time" anche attraverso la digitalizzazione dei processi.

## OBIETTIVI 2018-2021 UPSTREAM



+3,5%  
produzione organica



2 mld boe  
nel quadriennio



<30 \$/boe



~€22 mld  
nel quadriennio

Ne

2018

83192/687

## | Mid-downstream

### GAS & POWER

Crescita dei risultati economico-finanziari nell'arco del quadriennio con un utile operativo adjusted pari a €0,8 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato 2018-2021 pari a €2,4 miliardi.

Crescita dell'attività GNL attraverso lo sviluppo e il rafforzamento dell'integrazione con upstream volta alla valorizzazione e commercializzazione delle recenti scoperte Eni; portafoglio di volumi GNL contrattualizzati pari a 12 milioni di tonnellate/anno nel 2021 e pari a 14 milioni di tonnellate/anno nel 2025.

Proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento, attraverso la ridefinizione del rapporto con i fornitori di gas e la riduzione dei costi di logistica.

Crescita e valorizzazione della customer base nel segmento retail anche attraverso lo sviluppo di nuovi prodotti/servizi e l'implementazione di iniziative di trasformazione incentrate sull'accelerazione dei canali e delle operazioni digitali. Nel 2021 numero clienti pari a 11 milioni, in crescita del 25% rispetto al 2017.

### REFINING & MARKETING

Crescita dei risultati economico-finanziari nell'arco del quadriennio con un utile operativo adjusted pari a €0,9 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato 2018-2021 pari a €2,1 miliardi.

Riduzione del margine di break-even dell'attività di raffinazione a 3 \$/barile a fine 2018.

Completamento della riconversione green di Gela e della seconda fase della green refinery di Venezia.

Nel marketing consolidamento della presenza nei Paesi in cui operiamo.

Crescente impiego della leva digitale per l'ottimizzazione delle attività operative e il conseguimento di una sempre maggiore efficienza.

### CHIMICA

Utile operativo adjusted in crescita e pari a €0,4 miliardi nel 2021 e free cash flow cumulato di €0,3 miliardi nel quadriennio.

Consolidamento del footprint produttivo attraverso l'aumento dell'integrazione, l'efficienza, il migliore utilizzo degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi impianti.

Upgrade del portafoglio mediante l'incremento dei prodotti differenziati, lo sviluppo di nuovi prodotti da attività R&S nonché l'acquisizione di nuove tecnologie.

Sviluppo internazionale rafforzando la propria presenza in Asia e aumentando la presenza commerciale nelle Americhe e in Estremo Oriente.

Consolidamento delle iniziative "green" in coerenza con la strategia di decarbonizzazione, facendo ricorso a materie prime di origine naturale e sviluppando tecnologie "bio".

### OBIETTIVI 2018-2021 MID-DOWNSTREAM



83192/618

Eduardo Gatti - 2018-02-14

## Remunerazione degli azionisti

In considerazione dei risultati conseguiti e della crescita attesa nell'orizzonte di Piano di tutti i business, Eni intende aumentare il dividendo del 2018 a €0,83 per azione, interamente pagato per cassa. La politica di remunerazione agli azionisti sarà progressiva e legata alla crescita dei risultati underlying e del free cash flow; il riacquisto di azioni proprie rimarrà un'opzione per la distribuzione della cassa in eccesso rispetto al target leverage di 0,20-0,25.

## Focus su decarbonizzazione

Eni ha definito un percorso di decarbonizzazione e persegue una chiara e definita strategia climatica, integrata al proprio modello di business, e che si fonda sulle seguenti leve:

- riduzione delle emissioni dirette di GHG; obiettivo al 2025 è ridurre l'indice di intensità emissiva GHG del business upstream del 43% rispetto al 2014, attraverso progetti volti alla eliminazione del flaring da processo, alla riduzione delle emissioni fuggitive di metano (al 2025: -80% vs. 2014) e alla realizzazione di interventi di efficienza energetica; gli investimenti a supporto di tale target

corrispondono ad una spesa nel 2018-21 di circa €0,6 miliardi al 100% e con riferimento alle sole attività upstream operate;

- portafoglio oil&gas "low carbon", caratterizzato da progetti convenzionali, sviluppati per fasi e a bassa intensità CO<sub>2</sub>. I nuovi progetti upstream in esecuzione presentano un break-even complessivo inferiore a 30 \$/barile e quindi resilienti anche in presenza di scenari low carbon. In generale il portafoglio Eni presenta risorse di idrocarburi a maggiore incidenza gas, ponte verso un futuro a ridotte emissioni;
- sviluppo dei business green attraverso: (i) un impegno crescente nelle energie rinnovabili (potenza installata pari a circa 1.000 MW al 2021); (ii) sviluppo della seconda fase della bioraffineria di Venezia e completamento, entro la fine del 2018, di quella di Gela; (iii) consolidamento nella chimica verde, con produzione di bio-intermedi a Porto Torres, studi e partnership con altri operatori. Gli investimenti dei business green nel quadriennio 2018-21 sono superiori a €1,8 miliardi inclusa la spesa R&S al servizio del percorso di decarbonizzazione;
- impegno in attività di ricerca scientifica e tecnologica (R&S) elemento fondamentale per raggiungere la massima efficienza nel processo di decarbonizzazione.

## OBIETTIVI AL 2025



**-43%**  
rispetto al 2014



**+3%**  
rispetto al 2021



**zero** routine  
gas flaring



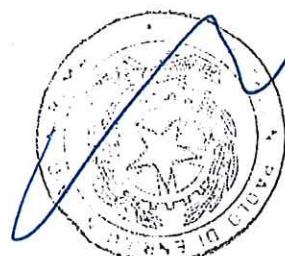
**14 mln ton/a**  
nel 2025



**-80%**  
rispetto al 2014



**5 GW**



Me

83192/619

# RISK MANAGEMENT INTEGRATO

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), tenendo in adeguata considerazione i rischi<sup>1</sup> attuali e prospettici, anche di medio e lungo termine, nell'ambito di una visione organica e complessiva. Il Modello RMI mira anche a rafforzare la consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi possa incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

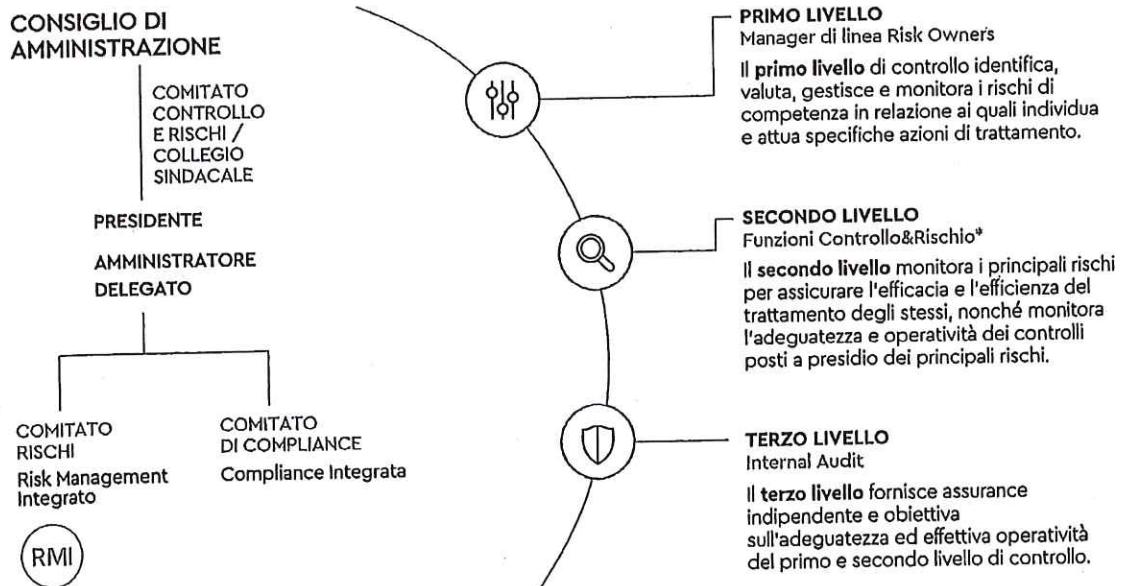
## Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI è caratterizzato da un approccio strutturato, ispirato alle best practice internazionali e definito sulla base degli indirizzi del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 29), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo. La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA), il quale definisce la natura e il livello di rischio compatibile con gli obiettivi strategici, includendo nelle proprie valutazioni tutti i rischi che possano assumere rilievo nell'ambito della

sostenibilità del business nel medio-lungo periodo. Previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il CdA definisce, inoltre, le linee guida per la gestione dei rischi, affinché i principali rischi di Eni siano correttamente identificati, valutati, gestiti e monitorati. L'Amministratore Delegato (AD) di Eni dà esecuzione agli indirizzi del CdA; in particolare, avvalendosi del processo RMI, assicura l'identificazione, la valutazione, la gestione e il monitoraggio dei principali rischi, che sottopone trimestralmente all'esame del CdA, tenendo

in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura inoltre che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato Rischi, presieduto dall'AD, svolge funzioni consultive nei suoi confronti in merito ai principali rischi: a tal fine, esamina ed esprime pareri, su richiesta dell'AD, in relazione alle principali risultanze del processo RMI.

### IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO



(\*) Include la funzione Risk Management Integrato.

(1) Eventi potenziali che possono influire sull'attività di Eni e il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.

83192/620

## Il processo di Risk Management Integrato

Il processo prevede una gestione integrata del rischio continua e dinamica, che valorizzi i sistemi già esistenti a livello di linea di business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici del Modello RMI.

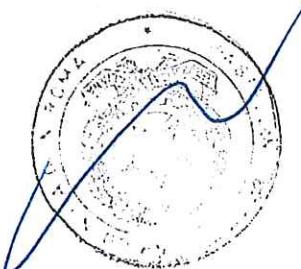
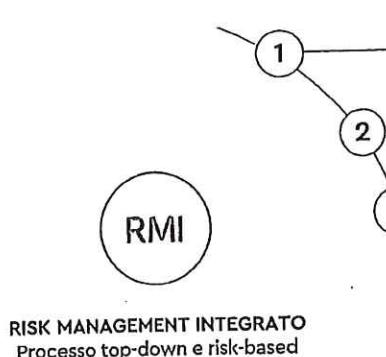
Il processo, regolato dalla "Management System Guideline (MSG) Risk Management Integrato" emessa a luglio 2016, è stato rivisto e ampliato in modo da rafforzare l'integrazione con i processi decisionali aziendali. Si compone dei seguenti sotto-processi: (i) indirizzi sulla gestione dei rischi, (ii) risk strategy, (iii) risk assessment & treatment, (iv) risk monitoring, (v) risk reporting, e (vi) risk culture.

Il processo RMI è attuato con un approccio "top-down e risk-based" che parte dal contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni (risk strategy) attraverso l'individuazione di specifici obiettivi di de-risking, l'analisi del profilo di rischio sottostante alla proposta di piano, anche tramite stress test volti a misurare la resilienza economico-finanziaria rispetto agli obiettivi strategici, nonché l'individuazione di azioni strategiche di trattamento. Tali attività, svolte in modo coerente e integrato con il processo di pianificazione strategica, supportano le valutazioni del CdA in merito

all'accettabilità del profilo di rischio del Piano Strategico sottoposto alla sua attenzione. Si prosegue con i cicli periodici di "risk assessment & treatment" e di monitoraggio, l'analisi del profilo di rischio specifico delle operazioni rilevanti, nonché le analisi integrate di rischi comuni a più business e/o funzioni. La valutazione dei rischi è svolta adottando metriche che considerano sia i potenziali impatti quantitativi (economico-finanziari o operativi) sia qualitativi (come ambiente, salute e sicurezza, sociale, reputazione, ecc.) e la loro prioritizzazione si basa sull'utilizzo di matrici multidimensionali che consentono di ottenere il livello di rischio come combinazione di cluster di probabilità di accadimento e cluster di impatto. Le valutazioni di tutti i rischi sono espresse a livello inherente e a livello residuo (tenendo conto delle azioni di mitigazione implementate). Il portafoglio dei top risk Eni è composto di 20 rischi classificati in: (i) rischi di natura esterna, (ii) rischi di natura strategica e, infine, (iii) rischi di natura operativa (v. Obiettivi, rischi e azioni di trattamento). Nel corso del 2017 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto l'Annual Risk Profile

Assessment, che ha coinvolto 81 società controllate presenti in 28 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Le risultanze relative ai due cicli di assessment sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a luglio e dicembre 2017. Sono stati effettuati tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento, consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trattamento poste in essere dal management. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli Organi di Amministrazione e Controllo a marzo, luglio e ottobre 2017. Nel corso del secondo semestre 2017, la funzione RMI ha identificato gli obiettivi di de-risking relativi ai principali rischi Eni, formalizzati nelle Linee Guida 2018-2021 emesse dall'AD e ha elaborato i capitoli della Proposta di Piano Strategico 2018-2021 dedicati ai fattori di rischio (a livello consolidato e di business), includendo le relative azioni di mitigazione.

### IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

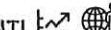


La risk culture è volta a sviluppare un linguaggio comune e diffondere, a tutti i livelli organizzativi, un'adeguata cultura di gestione dei rischi al fine di favorire il rafforzamento della consapevolezza che un'adeguata identificazione, valutazione e gestione dei rischi di varia natura può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda. La risk culture è, inoltre, finalizzata a promuovere una maggiore diffusione del risk management nei processi aziendali, al fine di garantire coerenza nelle metodologie e, in generale, negli strumenti di gestione e nel controllo dei rischi.

We

83192/621

## Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

RISCHIO ESTERNO	PAESE 		PAESE/CONTROPARTE 	
	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	AZIONI DI TRATTAMENTO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHIO ESTERNO	Instabilità politica e sociale nelle aree di presenza, che può sfociare in conflitti interni, disordini civili, atti violenti, sabotaggio, attentati con interruzioni e perdite di produzione, interruzioni nelle forniture gas via pipe e danni alle persone e agli asset.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Diversificazione geografica degli asset in portafoglio, sia dalla fase esplorativa, e diversificazione di business;</li> <li>Riduzione dell'esposizione attraverso il Dual Exploration Model;</li> <li>Mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali, anche attraverso progetti di sviluppo sociale territoriale e di sostenibilità;</li> <li>Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per sito.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 93-95</p>	Credit&Financing risk partner upstream, relativo al ritardo nell'incasso dei crediti o dei costi da recuperare.	<p>UPSTREAM</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione;</li> <li>Securitization package, anche con ritiri in kind e/o utilizzo di escrow account dedicati;</li> <li>Collateral a mitigazione (garanzie sovrane, parent company guarantees, lettere di credito);</li> <li>Negoziazione di carry agreement.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 93-95</p>
RISCHIO STRATEGICO	CLIMATE CHANGE 	PREZZO COMMODITY 		
RISCHIO STRATEGICO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	AZIONI DI TRATTAMENTO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHIO STRATEGICO	Climate change, con particolare riferimento ai driver correlati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione tecnologica e normativa, tematiche reputazionali), e al driver fisico (fenomeni meteo-climatici estremi/cronici).	<ul style="list-style-type: none"> <li>Approvazione da parte del CdA del GHG Action Plan al 2025 e rafforzamento della tematica Climate Change nel Piano Strategico, con obiettivi di medio termine e investimenti in linea con l'Action Plan al 2025. Impegno nella definizione di una road-map di decarbonizzazione di lungo termine;</li> <li>Partecipazione al Preparer Forum for oil&amp;gas, nell'ambito della TCFD, per supportare il progressivo e corretto recepimento delle raccomandazioni emesse;</li> <li>Rafforzamento del ruolo del gas come pilastro della transizione low carbon, anche attraverso impegni concreti nella riduzione delle emissioni di metano sull'intera value chain;</li> <li>Sviluppo sostenibile del business green refinery e iniziative mirate di bio-based chemistry, nonché integrazione del business con le energie rinnovabili;</li> <li>Sensitivity sul "Carbon Pricing": valutazione dei principali investimenti e analisi di resilienza del portafoglio allo scenario low carbon IEA;</li> <li>Impegno nella ricerca low carbon con il Programma Energy Transition e partecipazione al fondo OGCI Climate Investments.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 102-104</p>	Rischio di imbalancio tra la domanda e l'offerta globale di greggio.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riduzione del prezzo di break-even dei nuovi progetti di investimento, azioni di efficienza diffuse e piani di dismissione di asset.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 92-93</p>
RISCHIO OPERATIVO	INCIDENTI 	CONTENZIOSI CORRUZIONE 		
RISCHIO OPERATIVO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	AZIONI DI TRATTAMENTO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHIO OPERATIVO	Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti agli asset upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nuova metodologia di classificazione dei pozzi complessi e "Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi complessi;</li> <li>Sviluppo di strumenti digitali innovativi e big data analytics per migliorare le performance operative e a supporto della manutenzione preventiva (es. sala centralizzata per il monitoraggio real time degli asset produttivi);</li> <li>Asset Integrity Management;</li> <li>Sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti;</li> <li>Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping tramite attività di vetting su navi ed operatori terzi.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 95-96</p>	Impatto negativo sulla reputazione aziendale, sulla redditività e sulle prospettive di business a causa del mancato rispetto (reale o percepito) di leggi e regole, in particolare in tema di anti-corruzione, da parte del management, dei dipendenti o contrattisti.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Presenza del Codice Etico e Modello 231 e attività di vigilanza sulla corretta applicazione (ODV);</li> <li>Presenza della Direzione di Compliance Integrata a diretto riposo dell'AD Eni;</li> <li>Monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e relativo adeguamento del corpo normativo interno (MSG, Compliance Program Anti-Corruzione, ecc.);</li> <li>Costante attività formativa in materia di anti-corruzione e maggiore sensibilizzazione del management sulla cultura dell'etica aziendale e dell'integrità;</li> <li>Processo di analisi e trattamento delle segnalazioni, attività di audit, presidio continuo nella gestione dei contenziosi da parte di strutture organizzative dedicate.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 102</p>

83192|622

Eni Relazione Fiscale 2012

## PAESE/CONTROPARTE

## EVOLUZIONE NORMATIVA G&amp;P

Rischio di credito commerciale relativo ai business mid-downstream.	Possibile inasprimento del contesto normativo/regolatorio nazionale e internazionale nel settore Gas & Power con potenziali impatti in termini di redditività aziendale.
<b>MID-DOWNSTREAM</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maggiore selettività della clientela sia nel segmento Retail, sia nel segmento Business (affidamento con introduzione di una soglia minima di rating in fase di acquisizione di nuova clientela);</li> <li>• Collaterali a mitigazione (pre-pagamenti, lettere di credito, garanzie bancarie e/o Parent Company Guarantees);</li> <li>• Cessione crediti attraverso società di factoring;</li> <li>• Riduzione del time to bill e assicurazione captive.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 93-95</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Azioni istituzionali su iniziative normative e di policy potenzialmente critiche (es. ulteriori azioni di advocacy verso strategia europea clima-energia 2030 e 2050, anche a valle dell'adozione della SEN - Strategia Energetica Nazionale);</li> <li>• Continuo dialogo con le Istituzioni e le Autorità di regolamentazione, anche attraverso associazioni di categoria;</li> <li>• Possibilità di ricorrere contro gli interventi normativi e regolamentari delle Autorità competenti a tutela degli interessi di Eni.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 101</p>

## STAKEHOLDER

## CONTRATTI GAS

Rapporti con gli stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry oil&gas, con impatti anche a livello mediatico.	Potenziale disallineamento nel costo di fornitura e nei vincoli minimi di prelievo previsti dai contratti di approvvigionamento gas long-term rispetto alle attuali condizioni di mercato e gestione arbitrati/negoziati con i fornitori gas.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione;</li> <li>• Piani di comunicazione mirati e iniziative di comunicazione delle strategie e attività Eni anche attraverso social media con un target prevalentemente istituzionale;</li> <li>• Iniziative di incontro e ascolto degli stakeholder e rafforzamento della presenza in aree critiche per intensificare la gestione dei rapporti con le istituzioni locali e il territorio;</li> <li>• Sviluppo di strumenti di misurazione e monitoraggio della reputazione aziendale (RepLab) per tutte le categorie di stakeholder.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 96</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proseguimento del processo di ristrutturazione del portafoglio supply attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi;</li> <li>• Bilanciamento del portafoglio attraverso la vendita dei volumi non destinati ai normali canali commerciali sui mercati finanziari (hub fisici e finanziari liquidi) sia in Italia sia nel Nord Europa;</li> <li>• Presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 101</p>

## CONTENZIOSI AMBIENTALI E SANITARI

## CYBER SECURITY

Contenzirosi in materia ambientale e sanitaria ed evoluzione della normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, con impatti sulla redditività aziendale (costi per le attività di bonifica) e sulla corporate reputation.	Cyber Security & Spionaggio industriale.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE;</li> <li>• Presenza di una struttura organizzativa trasversale dedicata all'assistenza legale su tematiche HSE;</li> <li>• Definizione di percorsi con la Pubblica Amministrazione (accordi di programma, transazioni, ecc.);</li> <li>• Presidio degli iter autorizzativi dei progetti di bonifica anche attraverso un dialogo continuo con gli stakeholder e gli enti competenti;</li> <li>• Attività di sviluppo tecnologico con università internazionali e partnership con società di ingegneria ambientale.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 96-100</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;</li> <li>• Presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;</li> <li>• Piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali, azioni di formazione e sensibilizzazione del personale;</li> <li>• Sviluppo di una metodologia per la valutazione quantitativa del rischio residuo di Cyber Security.</li> </ul> <p>→ Rif. pag. 99</p>

# GOVERNANCE

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance<sup>1</sup>, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. Una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per

comprendere meglio le loro esigenze ed è parte dell'impegno per assicurare l'effettivo esercizio dei diritti degli azionisti. In tale contesto, cogliendo l'esigenza di approfondire il dialogo con il mercato, nel 2017 Eni ha organizzato un nuovo ciclo di incontri di "corporate governance roadshow" della Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni con i principali investitori istituzionali, per presentare il sistema di governance della Società e le principali iniziative in materia di sostenibilità e responsabilità sociale d'impresa. L'iniziativa è stata particolarmente apprezzata dagli investitori, per il dialogo aperto e

costruttivo creatosi con la Società. In particolare, gli investitori hanno valutato positivamente la composizione del Consiglio di Amministrazione, anche in termini di diversity, le misure di "governance" adottate e la completezza e trasparenza delle informazioni fornite agli azionisti e al mercato. Inoltre, nel corso degli incontri, gli investitori hanno mostrato vivo interesse per l'evoluzione della governance dei rischi e del sistema dei controlli, inclusa la compliance, della relativa organizzazione, nonché per il ruolo primario riservato al Consiglio e alla Presidente nel sistema. Ulteriori incontri sono stati svolti agli inizi del 2018.

## | La struttura di Corporate Governance di Eni

La Corporate Governance di Eni è articolata secondo il modello tradizionale, che – fermi i compiti dell'Assemblea degli azionisti – attribuisce la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione. Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli azionisti attraverso il meccanismo del voto di lista. Tre consiglieri e due Sindaci, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Anche il numero di Amministratori indipendenti previsto nello Statuto di Eni è superiore rispetto alle disposizioni di legge. Nell'aprile 2017, l'Assemblea degli azionisti ha confermato 8 dei 9 Amministratori nominati nel precedente mandato. Con riferimento al

Collegio Sindacale, sono stati confermati 2 dei 5 Sindaci effettivi precedentemente in carica. Analogamente a quanto avvenuto per le nomine nel 2014, per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi tempestivamente al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienza manageriale e internazionalità. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e ben diversificato. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge e dello Statuto in materia. Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7<sup>2</sup> dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina. Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni

consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi<sup>3</sup>, il Comitato Remunerazione<sup>4</sup>, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Il Comitato Sostenibilità e Scenari, la cui istituzione è stata confermata dal Consiglio di Amministrazione anche nel nuovo mandato, rappresenta un importante presidio alle tematiche di sostenibilità, che sono state considerate come elemento fondante delle decisioni del Consiglio, integrate nel modello di business della società. Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni il 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board<sup>5</sup>, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione, a beneficio del Consiglio stesso e dell'Amministratore Delegato. Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo

[1] Per maggiori approfondimenti sul sistema di Corporate Governance di Eni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, pubblicata sul sito internet della Società, nella sezione Governance.

[2] Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo Statuto di Eni rinvia; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.

[3] Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato, fra cui il Presidente, possiedano l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

[4] Il regolamento del Comitato Remunerazione prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato che 3 dei 4 componenti del Comitato possiedono la conoscenza ed esperienza sopra indicate.

[5] L'Advisory Board è presieduto dal Consigliere Fabrizio Paganini e composto da: i) Ian Bremmer; ii) Christiana Figueres; iii) Philip Lambert; iv) Davide Tabarelli. Maggiori informazioni sono disponibili sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

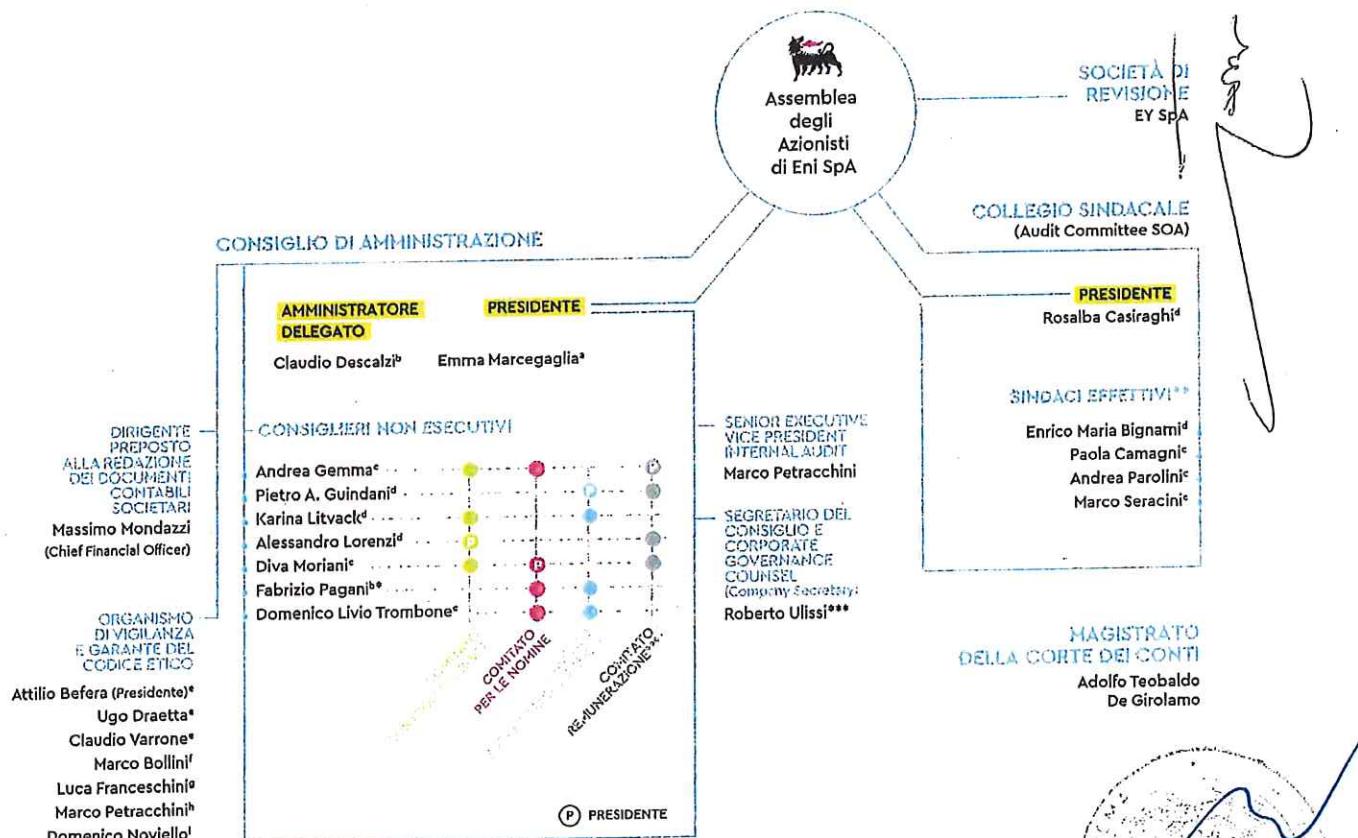
83192

1624

rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Direttore propone nomina, remunerazione e risorse, gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi); la Presidente è quindi coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile del Risk Management Integrato

e il Responsabile della Direzione Compliance Integrata, che dipendono direttamente dall'Amministratore Delegato anche quale Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi di Eni. Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, ha confermato il Segretario del Consiglio, mantenendone altresì il ruolo di Corporate Governance Counsel, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio stesso, cui riferisce periodicamente sul funzionamento della governance di Eni. Questa relazione consente un monitoraggio periodico del modello di governance adottato dalla

Società, basato sul raffronto con i principali studi in materia, con le scelte dei peers e le innovazioni di governo societario contenute anche nei Codici esteri e nei Principi emanati da Organismi istituzionali di riferimento, evidenziando aree di forza ed eventuali aree di ulteriore miglioramento del sistema di Eni. In ragione di questo ruolo, è stabilito che il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di adeguati requisiti, anche di indipendenza<sup>6</sup>. Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2017:



- a Componente eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
- b Componente eletto dalla lista di maggioranza.
- c Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
- d Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
- e Componente esterno.
- f Senior Executive Vice President Affari Legali.
- g Executive Vice President Compliance Integrata.
- h Senior Executive Vice President Internal Audit.
- i Executive Vice President Legisiazione e Contenzioso Lavoro.

- Il Consiglio di Amministrazione del 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board, presieduto dal Consigliere Fabrizio Pagan, costituito da alcuni dei massimi esperti internazionali del settore energetico: Ian Bremmer, Christiana Figueres, Philip Lambert e Davide Tabarelli.
- \*\* Si riportano di seguito le informazioni sui Sindaci supplenti: Stefania Bettoli - componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina. Claudia Mezzabotta - componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
- \*\*\* Anche Senior Executive Vice President Affari Societari e Governance.
- \*\*\*\* Compensation Committee fino al 15 marzo 2018.

83192/625

## I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità<sup>7</sup>, controllo interno e gestione dei rischi.

Particolare attenzione, nel corso degli ultimi anni, è stata dedicata dal Consiglio agli assetti organizzativi della Società, con alcuni importanti interventi in materia di sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In particolare, il Consiglio ha deciso di porre la funzione di Risk Management Integrato alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato e di costituire, parimenti alle dirette dipendenze di quest'ultimo, anche una Direzione competente in materia di Compliance Integrata, separata dalla Direzione Legale. Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendale, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e il Direttore Internal Audit, nonché la nomina dell'Organismo di Vigilanza e Garante del Codice Etico di Eni. A tal fine, il Consiglio può avvalersi dell'attività istruttoria del Comitato per le Nomine. Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze,

anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio.

A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci.

I Sindaci, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e del Comitato Controllo e Rischio, per assicurare uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della società. Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno e con la supervisione del Comitato per le Nomine, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")<sup>8</sup>, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario,

condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati. Sulla base dell'esperienza maturata dal Consiglio di Amministrazione, anche il Collegio Sindacale ha ritenuto di effettuare una propria autovalutazione. Inoltre, il Consiglio Eni, nel definire le modalità di svolgimento della Board Review valuta anche se effettuare una "Peer Review" dei consiglieri, consistente nel giudizio di ciascun consigliere sul contributo fornito singolarmente dagli altri consiglieri ai lavori del Consiglio. La Peer Review, effettuata per quattro volte negli ultimi anni, completata da ultimo nel febbraio 2018 contestualmente alla Board Review, rappresenta un'importante innovazione nell'ambito delle società quotate italiane. Inoltre, come già indicato in precedenza, tenuto conto degli esiti dell'autovalutazione, il Consiglio, previa valutazione del Comitato per le Nomine, ha espresso agli azionisti, prima del rinnovo dell'organo, orientamenti sulle figure manageriali e professionali la cui presenza in Consiglio è stata ritenuta opportuna.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predisponde da diversi anni un programma di Induction, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte del top management. In particolare, all'avvio del nuovo mandato, in continuità con le iniziative già intraprese, si sono svolte sessioni di formazione su temi istituzionali e sulle tematiche di business, anche con visite a siti operativi.

(7) In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economico-finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia non ricompresa nel reporting integrato. Per approfondimenti in tema di informazioni non finanziarie si rinvia alla sezione della presente Relazione relativa alla Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, ai sensi del D.Lgs. 254/2016.

(8) Per maggiori approfondimenti sul processo di Board Review si rinvia al paragrafo alla stessa dedicato nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2017.

83192 | 686



## | La Politica sulla Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, è definita in modo tale da attrarre, motivare e trattenere persone di elevato profilo professionale e manageriale, e da allineare l'interesse del management all'obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo.

Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni per i ruoli esecutivi, assume particolare rilevanza la componente variabile, anche a base azionaria, collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, che rappresentano compiutamente le priorità essenziali della Società, in coerenza con il Piano

Strategico e con le aspettative di azionisti e stakeholder, promuovendo un forte orientamento ai risultati.

A tal fine, la remunerazione del top management di Eni è definita in relazione al ruolo e alle responsabilità attribuite, considerando i riferimenti di mercato applicabili per posizioni analoghe, nell'ambito di panel di imprese con caratteristiche di business comparabili con Eni, ed è adeguatamente bilanciata tra componenti fisse e variabili.

In particolare, la remunerazione variabile dei ruoli esecutivi aventi maggiore influenza sui risultati aziendali è caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione di lungo termine, attraverso adeguati periodi di differimento e/o maturazione degli incentivi in un orizzonte temporale almeno triennale in coerenza con la natura di lungo termine del business

esercitato e con i connessi profili di rischio.

Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, anche per il 2018, obiettivi di sostenibilità ambientale e sul capitale umano. Gli obiettivi dei Dirigenti con responsabilità strategiche sono declinati sulla base di quelli assegnati al vertice aziendale secondo le stesse prospettive di interesse degli stakeholder, nonché su obiettivi individuali, in coerenza con il perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto e con quanto previsto nel Piano Strategico della Società.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla Remunerazione disponibile sul sito internet della Società ([www.eni.com](http://www.eni.com)) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea<sup>9</sup>.

## | Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi<sup>10</sup>

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo tutte le persone di Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società e delle sue controllate. I componenti del Consiglio, così come i componenti degli altri organi sociali e tutte le persone di Eni, sono tenuti altresì al rispetto del Codice Etico di Eni (parte integrante del Modello 231 della Società), che prescrive i canoni di condotta per una gestione leale e corretta del business. La Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, le cui linee di indirizzo, approvate

dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema.

Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale informativa in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

La responsabilità di progettare, istituire e mantenere nel tempo il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria è affidata all'Amministratore Delegato e al Chief

Financial Officer di Eni che ricopre, inoltre, il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

Un ruolo centrale nell'ambito del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi della Società è svolto dal Collegio Sindacale che, oltre alle funzioni di vigilanza e controllo previste dal Testo Unico della Finanza, vigila sul processo di informativa finanziaria e sull'efficacia dei sistemi di controllo interno e di gestione del rischio, in coerenza con quanto previsto dal Codice di Autodisciplina, anche nella veste di "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", ai sensi della normativa italiana, e di "Audit Committee" ai fini della normativa statunitense.

(9) In particolare, Eni ha confermato nel 2017, l'ottimo consenso registrato già nel 2016 sulle proprie politiche di remunerazione, avendo espresso un voto favorevole il 96,33% degli azionisti votanti.

(10) Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2017.

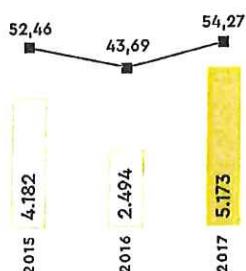
# 83192 / 627

## EXPLORATION & PRODUCTION



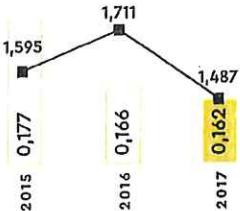
### UTILE OPERATIVO ADJUSTED

■ Utile operativo adjusted (€ milioni)  
- Brent (\$/boe)



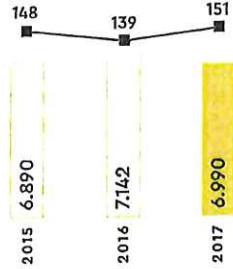
### ECCELLENZA OPERATIVA UPSTREAM

■ Indice di intensità GHG (tonnellate di CO<sub>2</sub>eq/tep)  
- Consumi energetici da attività produttive/produzione linda di idrocarburi 100% (GJ/tep)



### RISERVE CERTE ADJUSTED

■ Riserve certe (milioni di boe)  
- Tasso di rimpiazzo (%)



## | Performance dell'anno

- Si conferma positivo il trend della sicurezza, con l'indice di frequenza infortuni totali registrabili pari allo 0,28, in miglioramento del 18% rispetto al 2016. Sono state implementate nuove iniziative di formazione e addestramento, nonché nuovi progetti di sensibilizzazione HSE. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione in tutte le attività.
- L'indice di intensità GHG upstream è migliorato di circa il 3% rispetto al 2016 grazie alle continue azioni di efficienza energetica e al proseguimento di progetti di contenimento delle emissioni fuggitive a seguito delle continue attività

di manutenzione sui siti produttivi e nuove iniziative per il miglioramento della configurazione impiantistica. Questi trend confermano i nostri buoni risultati per raggiungere l'obiettivo di riduzione del 43% nel 2025 vs. 2014.

- Il trend di acqua re-iniettata si attesta al livello del 59% per il proseguimento delle iniziative in diversi siti produttivi, in particolare in Congo, Egitto ed Ecuador e il restart di alcuni siti produttivi in Libia.
- Nel 2017 il settore E&P ha più che raddoppiato l'utile operativo adjusted e più che quadruplicato l'utile netto

adjusted rispetto al 2016, per effetto della ripresa dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent), della crescita produttiva e del sensibile ridimensionamento del tax rate.

- Produzione di idrocarburi pari a 1,82 milioni di boe/giorno (+3,2% rispetto al 2016), la più elevata di sempre. Nel dicembre 2017 raggiunto il record assoluto di Eni a 1,92 milioni di boe/giorno. Il contributo da avvii/ramp-up nell'anno è stato di 243 mila boe/giorno. Produzione prevista in crescita nel 2018 (+4% rispetto al 2017).
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2017 ammontano a 7 miliardi

### FINDING & DEVELOPMENT COST

**10,4**  
\$/BOE

NEL TRIENNIO 2015-2017 VS. 20 \$/BOE NEL TRIENNIO 2012-2014

### AVVIO DEL GIANT ZOHR

**Oltre 850**  
MLD di METRI CUBI

DI GAS IN POSTO. PLATEAU PRODUTTIVO ATTESO A CIRCA 76 MILIONI DI METRI CUBI/GIORNO

### PRODUZIONE DI IDROCARBURI

**1,82**

MLN di BOE/GIORNO

(+3,2% RISPETTO AL 2016), LA PIÙ ELEVATA DI SEMPRE

### RISORSE SCOPERTE

**1**  
MLD di BOE EQUITY

AL COSTO UNITARIO DI CIRCA 1 \$/BOE

### FORTE GENERAZIONE DI CASSA

**20,2**  
\$/BOE

CHE SI RIDETERMINA IN 14,1 \$/BOE ESCLUDENDO L'IMPATTO DELLE DISMISSIONI

di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 54 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe

è pari al 103% che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela alla categoria

unproved, così come richiesto dalla normativa SEC. La vita utile residua delle riserve è di 10,5 anni (11,6 anni nel 2016).

## Avvio del progetto Zohr

Eni ha avviato in meno di due anni dalla FID e meno di due anni e mezzo dalla scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento, la produzione del super-giant a gas di Zohr. Il progetto Zohr è uno dei 7 progetti record di Eni che rappresentano

il successo del modello integrato di esplorazione e sviluppo messo in atto nel corso degli ultimi anni che conducendo in parallelo le fasi di esplorazione, di appraisal e di sviluppo, consente di raggiungere un time-to-market più rapido e una riduzione

dei costi per la messa in produzione delle scoperte. La scoperta, che si trova nel blocco di Shorouk (Eni 60%, operatore) nell'offshore dell'Egitto, ha un potenziale di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (circa 5,5 miliardi di boe).

## Dual Exploration Model

Il Dual Exploration Model è un elemento strutturale della strategia Eni che consente di monetizzare anticipatamente le riserve ottenute dai successi esplorativi attraverso la cessione di quote di minoranza dell'asset, mantenendo comunque il controllo e l'operatorship. Sono state concluse grazie a

questa formula le cessioni:

- di una quota complessiva del 50% della scoperta giant di Zohr. In particolare nel corso del 2017 sono state concluse le operazioni di cessione del 10% a Bp e del 30% a Rosneft. Nel marzo 2018 è stata definita la cessione di un ulteriore 10% alla Mubadala Petroleum.

Il completamento della transazione con Mubadala Petroleum è subordinato alla realizzazione di alcune condizioni e di tutte le autorizzazioni previste;

- di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, a ExxonMobil.

## Esplorazione

• L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi bassi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo. Nel corso del 2017 sono state aggiunte 1 miliardo di boe equity di cui 800 milioni di boe da esplorazione in house al costo unitario di circa 1 \$/barile. Dal 2014 le risorse esplorative scoperte ammontano a più di 4 miliardi di boe, quasi il doppio della produzione equity dello stesso periodo.

• Nel febbraio 2018 è stata effettuata una scoperta gas con il pozzo Calypso 1 nel Blocco 6 (Eni 50%, operatore), nell'offshore di Cipro. Le prime analisi evidenziano la potenzialità della scoperta e confermano l'estensione del tema di ricerca di Zohr.

• Nel febbraio 2018 sono stati firmati con la Repubblica del Libano due contratti di Esplorazione e Produzione per i Blocchi 4 e 9, situati nelle acque profonde dell'offshore del Libano. Eni partecipa con una quota del 40% in entrambi i blocchi.

• In Oman, è stato firmato con il Governo del Sultanato e la società di stato OOCEP, l'Exploration and Production Sharing Agreement per il Blocco 52 situato nell'offshore del Paese. Contestualmente Eni e la Qatar Petroleum hanno firmato un accordo di assegnazione di una quota del blocco. L'operazione è soggetta all'approvazione delle Autorità competenti del Paese. A seguito degli accordi Eni sarà operatore dell'area con una quota del 55%.

• In Kazakistan, è stato firmato l'accordo con il Ministero dell'Energia e KMG per il

trasferimento ad Eni del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco Isatay, situato nel Mar Caspio. Il blocco sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Eni potrà fare leva sulle sue tecnologie proprietarie, la sua leadership nell'esplorazione e la consolidata esperienza in aree sfidanti dal punto di vista tecnico e ambientale come quella del bacino del Caspio.

• Finalizzato nel marzo 2017 un farm-in agreement per l'acquisto del 50% del Blocco 11, operato da Total, nell'offshore di Cipro. Il blocco esplorativo di 2:215 chilometri quadrati è prossimo alla scoperta di Zohr.

• Completata con successo la campagna esplorativa dell'Area 1, nell'offshore del Messico. I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir hanno

83 192 / 629

consentito di incrementare le risorse complessive del blocco a 2 miliardi di boe in posto, dei quali circa il 90% a olio. Eni ha presentato alle competenti Autorità del Paese il piano per lo sviluppo delle tre scoperte presenti nell'area. Lo start-up della produzione è previsto nel 2019.

- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di oltre 97.000 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in, oltre i citati Kazakhstan e Oman, Cipro, Costa d'Avorio, Marocco e Messico.

- Gli investimenti nell'esplorazione ammontano a €442 milioni e hanno riguardato in particolare le attività in Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio nonché il completamento di 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni). A fine esercizio risultano 78 pozzi in progress (41,2 in quota Eni).

## Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Avviata, in anticipo rispetto alle previsioni, la produzione dei campi operati di East Hub in Angola, Offshore Cape Three Points (OCTP) in Ghana, Jangkrik in Indonesia e il già citato giant Zohr. Il successo del modello Eni è principalmente dovuto all'alto numero di progetti nei quali è operatore, con una produzione di oltre 3,6 milioni boe/giorno, il che consente di avere un approccio fast-track in tutte le fasi progettuali, dall'appraisal, all'ingegneria e infine allo sviluppo, assicurando il massimo controllo dei costi, dei tempi e dei rischi di progetto.
- Nel marzo 2018 sono stati firmati due concession agreement della durata di 40 anni per l'acquisto di una quota del 5% nel giacimento a olio di Lower Zakum e di una quota del 10% nei giacimenti a olio, gas e condensati di Umm Shaif e Nasr nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti. Il corrispettivo dell'operazione è pari a circa \$875 milioni.
- Acquisita la quota del 32,5% nel campo a gas di Evans Shoal nella licenza NT/RL7 nell'offshore dell'Australia settentrionale, in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas di Darwin, partecipato da Eni. Il potenziale minerario del giacimento viene stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in posto. La transazione ha ricevuto tutte le necessarie approvazioni. A seguito dell'operazione Eni è operatore del permesso con una quota del 65%.
- Siglato con la compagnia di stato Sonangol un accordo che assegna a Eni il 48% e l'operatorship del blocco onshore di Cabinda North in Angola. Il blocco Cabinda

North, di cui Eni controllava in precedenza il 15%, si trova in un bacino petrolifero poco esplorato nel nord del Paese, nel quale Eni potrà sfruttare le conoscenze minerarie acquisite dalle attività nelle aree adiacenti situate nella Repubblica del Congo. In caso di scoperte significative, la messa in produzione sarà facilitata dalla presenza di infrastrutture già esistenti. Inoltre, Eni e Sonangol hanno firmato un Memorandum of Understanding per la definizione di progetti congiunti su tutta la catena del valore dell'energia.

- Sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento Johan Castberg (Eni 30%) nell'offshore Norvegese. L'area è stimata contenere circa 450-650 milioni di boe di risorse recuperabili. Lo start-up è previsto nel 2022.
- Raggiunto il financial close per il project financing per l'unità galleggiante di liquefazione di gas (FLNG) di Coral South. Coral South FLNG è il primo progetto sanzionato da Eni e dai partner di Area 4 per lo sviluppo delle considerevoli risorse di gas scoperte nel bacino di Rovuma, al largo del Mozambico.
- La strategia integrata di lungo termine elaborata da Eni per intraprendere il proprio percorso verso gli obiettivi di decarbonizzazione è basata sull'abbattimento delle emissioni dirette di CO<sub>2</sub> e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO<sub>2</sub>, promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica ed integrazione del business tradizionale con la generazione

di energia da fonti rinnovabili, cogliendo tutte le possibili sinergie industriali, logistiche, contrattuali e commerciali. L'impegno di Eni nel perseguire tali obiettivi è confermato dai recenti accordi raggiunti in Algeria, Angola e Ghana nonché dai progetti in corso in particolare in Mozambico, Egitto e Indonesia.

- La sostenibilità del business nel medio-lungo termine rimane fattore chiave nella strategia di crescita di Eni, con iniziative di supporto allo sviluppo locale sempre più integrate nelle attività di business. In particolare Eni è impegnata nella diffusione dell'accesso all'energia efficiente e sostenibile anche attraverso il supporto alla capacità locale di generazione di energia, e contribuisce ad uno sviluppo industriale ed economico sostenibile, con il trasferimento di know-how e tecnologia ed iniziative in ambito sanitario, istruzione e formazione professionale. Il fattore chiave nella strategia di lungo termine è legare la crescita delle nostre attività alla crescita dei Paesi in cui operiamo.
- Investiti €7.236 milioni nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi, in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. Gli investimenti si rideterminano sulla base degli accordi di cessione del Dual Exploration Model in €6 miliardi, in riduzione del 16% rispetto al 2016, su base omogenea.
- Nel 2017 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €83 milioni (€62 milioni nel 2016).

83192/130

## STRATEGIA

Il modello di sviluppo upstream continuerà a essere caratterizzato dalla crescita organica focalizzata su progetti convenzionali, di grandi dimensioni e ridotti costi di sviluppo unitari, sostenibili anche a livelli contenuti di prezzi del Brent.

Negli ultimi anni, i rilevanti successi esplorativi hanno consentito l'accrescimento delle risorse di idrocarburi, nonché una significativa generazione di valore attraverso la monetizzazione anticipata delle riserve scoperte in eccesso al rateo di rimpiazzo ("Dual Exploration Model").

Nel prossimo quadriennio 2018-2021, gli obiettivi prioritari saranno l'aumento e la valorizzazione delle risorse esplorative e la crescita della generazione di cassa.

L'aumento e la valorizzazione delle risorse esplorative saranno perseguiti attraverso: (i) esplorazione con operatorship su temi convenzionali e ad alta equity in coerenza con il "Dual Exploration Model"; (ii) il rinnovo del portafoglio titoli esplorativi con attenzione ai temi a liquidi ad alta materialità; (iii) la focalizzazione su attività near-field (Egitto e Pakistan) e incrementale (Norvegia, Ghana, Messico) con ridotto time-to-market e cash flow immediati in Paesi con infrastrutture operate; (iv) graduale ripresa dell'esplorazione su temi "high risk - high reward"; (v) perforazione di circa 115 pozzi in più di 25 Paesi. L'attesa di scoperta del quadriennio 2018-2021 è prevista di 2 miliardi di boe di nuove risorse ad un costo unitario di circa 2 \$/boe, ancora al top delle performance dell'industria.

I principali driver della generazione di cassa saranno: (i) la crescita delle produzioni a un tasso medio annuo del 3,5% con focus sul valore, grazie al contributo dei progetti già avviati e di quelli previsti nel quadriennio caratterizzati da un livello di cash flow per boe superiore alla media del portafoglio; al 2025 attesa ulteriore crescita della produzione al tasso medio annuo del 3%. Gli start-up pianificati e la crescita di quelli avviati nel 2017, in particolare Zohr in Egitto, unitamente all'ottimizzazione della produzione, produrranno circa 900 mila boe/giorno nel 2021. I principali avvii sono il progetto Area 1 (Eni operatore con il 100%) in Messico, il progetto Merakes (Eni operatore con l'85%) in Indonesia, la fase gas della licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, nonché la continua messa in produzione delle scoperte della Great Noors Area in Egitto e del Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) in Angola; (ii) avvio e rafforzamento di iniziative integrate con il settore Gas & Power per la valorizzazione del gas equity; (iii) il rafforzamento del modello modulare di execution dei progetti e design-to-cost al fine di ridurre il rischio di esecuzione e l'esposizione finanziaria; e (iv) ottimizzazione dell'efficienza operativa con particolare riferimento al contenimento dei costi operativi e alla riduzione del "non productive time" anche attraverso la digitalizzazione dei processi.

I principali fattori di rischio che potrebbero impattare la performance dell'upstream, soprattutto nel breve/medio termine, sono: (i) il rischio scenario connesso alle quotazioni del Brent. La principale azione di mitigazione è il focus sulla disciplina finanziaria. Gli investimenti del piano 2018-2021 sono previsti sostanzialmente in linea al piano precedente a parità di cambio per effetto essenzialmente del rephasing di progetti non sanzionati con minore contri-

buto produttivo e ritorno di cassa nel quadriennio e della riduzione dell'impegno sui progetti non operati. Inoltre per mantenere adeguata elasticità finanziaria, il piano prevede una significativa percentuale di capex uncommitted; (ii) il rischio geopolitico connesso all'instabilità politica e sociale in alcuni Paesi in cui Eni opera. A mitigazione di questi rischi la parte più importante della crescita è prevista in Paesi a basso/medio rischio (l'85% degli investimenti del quadriennio); (iii) il rischio connesso alla complessità tecnologica e logistica di alcuni progetti. Le principali azioni di mitigazione prevedono, oltre che la selezione di contrattisti adeguati, il controllo e la minimizzazione dei tempi di messa in produzione delle risorse e il mantenimento di un elevato livello di operatorship (produzioni di asset operati nel portafoglio progetti pari a circa l'80% nel 2021) nonché l'utilizzo della digital transformation a supporto dell'asset integrity; e (iv) il rischio connesso alle attività di drilling complesse definite dall'indicatore di rischio WCER (Well Complexity & Economic Risk) che si applica ai pozzi operati e non operati ed è basato sulla complessità tecnica dei pozzi e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out (maggiori informazioni sono fornite nei "Fattori di rischio e incertezza" - "Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi"). In particolare Eni prevede un'incidenza del 26% di tale tipologia di pozzi sull'totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio e di incrementare la percentuale di produzione operata gross del 42% rispetto ai livelli attuali, garantendo un maggiore controllo diretto e il rispetto degli elevati standard Eni.

La sostenibilità del business nel breve e lungo termine rimane fattore chiave nel raggiungimento degli obiettivi attraverso il sempre maggiore coinvolgimento di tutti gli stakeholder, delle continue relazioni con le Autorità locali e perseguito: (i) la riduzione del 43% delle emissioni per barile prodotto nel 2025 rispetto al 2014, in linea con il target del zero routine flaring al 2025; (ii) la gestione delle risorse idriche, con il completamento di importanti progetti nell'arco del quadriennio per l'aumento delle acque di produzione re-iniettate con il target dell'84% al 2021; (iii) la riduzione del carbon footprint attraverso l'evoluzione degli investimenti a gas e le iniziative di energy savings.

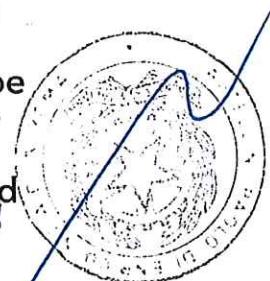
## OBIETTIVI

Produzione  
di idrocarburi **+3,5%**  
nel quadriennio

Risorse  
esplorative **2 mld boe**  
nel quadriennio

Free cash flow  
cumulato **~€22 mld**  
nel quadriennio

Copertura organica  
degli investimenti **~40 \$/boe**  
nel quadriennio



Re

83192/631

## RISERVE

### GENERALITÀ<sup>1</sup>

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere. I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service.

### GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore<sup>2</sup>; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato l'Università degli Studi di Milano conseguendo la Laurea in Fisica nel 1988 e possiede un'esperienza di oltre 25 anni nel settore petrolifero e oltre 15 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

### VALUTAZIONE INDEPENDENTE DELLE RISERVE

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione<sup>3</sup> indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti<sup>4</sup>. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giaccimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2017<sup>4</sup> da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2017 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 29% delle riserve Eni al 31 dicembre 2017<sup>5</sup>.

(1) In linea con quanto previsto dalla US Security and Exchange Commission (SEC), la società è tenuta a strutturare l'informatica oil&gas per Paese/giaccimento materiale. La stessa US SEC definisce tale materialità sulla base della soglia del 15% delle riserve certe attribuibili al singolo Paese/giaccimento sul totale delle riserve certe possedute della società. Secondo tale criterio, Eni ha rivisto la propria informativa per area geografica, evidenziando per gli anni 2017 e 2016 anche il Paese Egitto.

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2016.

(3) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott.

(4) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo [www.eni.com](http://www.eni.com) nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2017.

(5) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

83192/632

Nel triennio 2015-2017 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 96% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2017 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Blacktip (Australia).

## EVOLUZIONE

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

	(milioni di boe)
Riserve certe al 31 dicembre 2016	7.490
Cessione 40% riserve di Zohr firmata nel 2016	[348]
Riserve certe al 31 dicembre 2016 adjusted	7.142
Promozioni organiche	999
Riclassifica riserve Perla Phase 2	(315)
Promozioni organiche nette	684
Portfolio: cessione 25% Area 4 in Mozambico e altro	[173]
Produzione	(663)
Riserve certe al 31 dicembre 2017	6.990
Tasso di rimpiazzo adjusted	151
Tasso di rimpiazzo organico	103
Tasso di rimpiazzo all sources adjusted	77
Tasso di rimpiazzo all sources	25

Le riserve certe al 31 dicembre 2017 sono pari a 6.990 milioni di boe, di cui 6.430 milioni di boe delle società consolidate. Le promozioni organiche a riserve certe sono di 999 milioni di boe. Le promozioni nette di 684 milioni di boe scontano la riclassifica delle riserve non sviluppate del giacimento Perla in Venezuela alla categoria unproved (315 milioni di boe) così come richiesto dalla normativa SEC. Le promozioni organiche nette sono riferite a: (i) nuove scoperte, estensioni (+483 milioni di boe), a seguito della decisione finale di investimento dei progetti Coral nell'offshore del Mozambico e Johan Castberg nell'offshore Norvegese; (ii) revisioni di precedenti stime (+181 milioni di boe) riferite all'avanzamento dello sviluppo dei progetti in portafoglio quali Zohr in Egitto, Jangkrik in Indonesia e Kashagan in Kazakistan al netto della citata riclassifica delle riserve in Venezuela; e (iii) miglioramenti da recupero assistito (+20 milioni di boe) in particolare in Iraq ed Egitto.

Le promozioni sono penalizzate da un marginale effetto prezzo negativo di 7 milioni di boe dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento da 42,8 \$/barile nel 2016 a 54,4 \$/barile del 2017.

Il tasso di rimpiazzo organico<sup>6</sup> delle riserve certe si attesta al 103%, che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve del Venezuela. Il tasso di rimpiazzo adjusted all sources è del 77% e tiene conto della dismissione del 25% dell'Area 4 in Mozambico, mentre la cessione del 40% di Zohr sostanzialmente conclusa nel 2016 è considerata a riduzione delle riserve iniziali.

La vita utile residua delle riserve è pari a 10,5 anni (11,6 anni nel 2016).

## RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2017 ammontano a 2.629 milioni di boe, di cui 1.159 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 227 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 1.042 milioni di barili di liquidi e 220 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

	(milioni di boe)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2016	3.215
Conversione a riserve certe sviluppate	(489)
Riclassifica riserve Perla Phase 2	(315)
Nuove scoperte ed estensioni	483
Revisioni di precedenti stime	240
Miglioramenti da recupero assistito	18
Cessioni	(523)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2017	2.629

[6] Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe [al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno] e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe [comprese le operazioni di portafoglio] e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Ne

183192/633

ENI - Relazione Sociale 2017

Nel 2017 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 586 milioni di boe a seguito essenzialmente di: (i) l'avanzamento nella conversione a riserve certe sviluppate (489 milioni di boe); (ii) nuove scoperte ed estensioni (483 milioni di boe), a seguito principalmente della FID dei progetti Coral in Mozambico e Johan Castberg nell'offshore Norvegese; (iii) riclassifica delle riserve certe non sviluppate di Perla in Venezuela alla categoria unproved (315 milioni di boe) così come richiesto dalla normativa SEC; (iv) revisioni di precedenti stime (240 milioni di boe) in particolare per l'avanzamento del progetto di sviluppo di Zohr in Egitto; (v) miglioramenti da recupero assistito (18 milioni di boe) in particolare in Iraq ed Egitto; e (vi) cessioni (523 milioni di boe) riferite alle citate vendite di quote di partecipazione in Mozambico ed Egitto.

Durante il 2017, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 489 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Zohr (Egitto), Jangkrik (Indonesia), Cabaca South East (Angola), Sankofa (Ghana) e Nené (Congo).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €7,1 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Le riserve certe non sviluppate (circa 1 miliardo di boe) rimaste tali per 5 o più anni sono concentrate principalmente: (i) in Kazakhstan (0,2 miliardi di boe) nel giacimento di Kashagan relative alle fasi successive di sviluppo in corso (per maggiori informazioni v. Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan); (ii) in Iraq (0,2 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo del progetto è connesso al com-

pletamento di tutte le infrastrutture necessarie al raggiungimento del plateau produttivo di 700 mila boe/giorno. Le spese previste per tale progetto sono già state realizzate e l'installazione delle strutture necessarie per raggiungere e mantenere l'intero plateau di produzione è quasi completata. Le attività pianificate prevedono la perforazione di ulteriori pozzi di produzione e di iniezione da collegare alle strutture attualmente esistenti; (iii) in Venezuela (0,1 miliardi di boe) nel giacimento Junin 5 dove le attività in corso riguardano l'ottimizzazione di alcune facility esistenti che non dovranno comportare complessità tecniche elevate; e (iv) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,5 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine.

#### IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 534 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Indonesia, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa l'88% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

83192 / 636

## Riserve certe di petrolio e gas naturale

	Petrollo e condensati [milioni di barili]	Gas naturale [milioni di metri cubi]	Idrocarburi [milioni di boe]	Petrollo e condensati [milioni di barili]	Gas naturale [milioni di metri cubi]	Idrocarburi [milioni di boe]	Petrollo e condensati [milioni di barili]	Gas naturale [milioni di metri cubi]	Idrocarburi [milioni di boe]
<b>Società consolidate</b>		<b>2017</b>			<b>2016</b>			<b>2015</b>	
Italia	215	32.003	422	176	27.648	354	228	36.905	465
Sviluppate	169	27.962	350	132	23.925	287	171	29.757	362
Non sviluppate	46	4.041	72	44	3.723	67	57	7.148	103
Resto d'Europa	360	25.390	525	264	24.889	426	305	29.594	495
Sviluppate	219	21.829	360	228	22.674	374	237	26.034	404
Non sviluppate	141	3.561	165	36	2.215	52	68	3.560	91
Africa Settentrionale	476	89.071	1.052	454	105.872	1.139	821	135.881	1.694
Sviluppate	306	34.913	532	287	49.054	605	542	72.668	1.010
Non sviluppate	170	54.158	520	167	56.818	534	279	63.213	684
Egitto	280	123.210	1.078	281	156.316	1.293			
Sviluppate	203	40.228	463	205	22.630	352			
Non sviluppate	77	82.982	615	76	133.686	941			
Africa Sub-Saharaniana	764	103.629	1.436	809	78.369	1.317	787	76.856	1.282
Sviluppate	546	47.949	856	507	46.769	809	511	39.367	764
Non sviluppate	218	55.680	580	302	31.600	508	276	37.489	518
Kazakhstan	766	59.697	1.150	767	70.349	1.221	771	66.649	1.198
Sviluppate	547	53.179	891	556	63.391	966	355	51.832	689
Non sviluppate	219	6.518	259	211	6.958	255	416	14.817	509
Resto dell'Asia	232	30.133	427	307	28.395	491	262	24.864	422
Sviluppate	81	24.376	238	124	7.911	175	126	5.225	159
Non sviluppate	151	5.757	189	183	20.494	316	136	19.639	263
America	162	6.370	203	163	9.993	227	189	12.419	269
Sviluppate	144	4.842	176	143	9.580	205	149	10.549	217
Non sviluppate	18	1.528	27	20	413	22	40	1.870	52
Australia e Oceania	7	20.054	137	9	20.964	145	9	21.793	150
Sviluppate	5	14.709	101	8	15.822	111	9	16.562	115
Non sviluppate	2	5.345	36	1	5.142	34		5.231	35
<b>Totale società consolidate</b>	<b>3.262</b>	<b>489.557</b>	<b>6.430</b>	<b>3.230</b>	<b>522.795</b>	<b>6.613</b>	<b>3.372</b>	<b>404.981</b>	<b>5.975</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>2.220</b>	<b>269.987</b>	<b>3.967</b>	<b>2.190</b>	<b>261.756</b>	<b>3.884</b>	<b>2.100</b>	<b>251.994</b>	<b>3.720</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>1.042</b>	<b>219.570</b>	<b>2.463</b>	<b>1.040</b>	<b>261.039</b>	<b>2.729</b>	<b>1.272</b>	<b>152.967</b>	<b>2.255</b>
<b>Società In Joint venture e collegate</b>									
Africa Settentrionale	12	371	14	13	414	14	13	363	14
Sviluppate	12	371	14	13	414	14	13	363	14
Non sviluppate									
Africa Sub-Saharaniana	12	9.879	75	15	10.421	82	16	10.967	87
Sviluppate	6	2.348	20	8	2.927	26	6	2.376	22
Non sviluppate	6	7.531	55	7	7.494	56	10	8.591	65
Resto dell'Asia			41	1		2		359	4
Sviluppate			41	1		2		260	2
Non sviluppate								99	2
America	136	51.505	470	140	98.633	779	158	101.399	810
Sviluppate	25	51.505	359	22	50.445	349	29	36.691	265
Non sviluppate	111	54.265	111	118	48.188	430	129	64.708	545
<b>Totale società In Joint venture e collegate</b>	<b>160</b>	<b>61.796</b>	<b>560</b>	<b>168</b>	<b>109.617</b>	<b>877</b>	<b>197</b>	<b>116.088</b>	<b>915</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>43</b>	<b>54.265</b>	<b>394</b>	<b>43</b>	<b>53.935</b>	<b>391</b>	<b>48</b>	<b>39.690</b>	<b>303</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>117</b>	<b>7.531</b>	<b>166</b>	<b>125</b>	<b>55.682</b>	<b>486</b>	<b>139</b>	<b>73.398</b>	<b>612</b>
<b>Totali riserve certe</b>	<b>3.422</b>	<b>551.353</b>	<b>6.990</b>	<b>3.398</b>	<b>632.412</b>	<b>7.490</b>	<b>3.559</b>	<b>518.049</b>	<b>6.890</b>
<b>Sviluppate</b>	<b>2.263</b>	<b>324.252</b>	<b>4.361</b>	<b>2.233</b>	<b>315.691</b>	<b>4.275</b>	<b>2.148</b>	<b>291.684</b>	<b>4.023</b>
<b>Non sviluppate</b>	<b>1.159</b>	<b>227.101</b>	<b>2.629</b>	<b>1.165</b>	<b>316.721</b>	<b>3.215</b>	<b>1.411</b>	<b>226.365</b>	<b>2.867</b>

Lotto 12 - 2013 - 2014 - 2015 - 2016 - 2017

100%

83192/685

## PRODUZIONE

Nel 2017 la produzione di idrocarburi è stata record a 1,816 milioni di boe/giorno nell'anno, +3,2%. La performance riflette gli avvii di nuovi giacimenti e il ramp-up dei progetti del 2016 in particolare in Angola, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan nonché il restart di alcuni campi in Libia grazie alle migliori condizioni di sicurezza. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai tagli produttivi OPEC, dai minori entitlements nei PSA per l'effetto prezzo, dalle fermate programmate e non, in Norvegia, Regno Unito e nel Golfo del Messico nonché dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA e i tagli OPEC (complessivamente 35 mila boe/giorno), la produzione è in crescita del 5,3%. La quota di produzione estera è stata del 93% (92% nel 2016).

La produzione di petrolio è stata di 852 mila barili/giorno, in riduzione di 26 mila barili/giorno, pari al 3%, rispetto al 2016. L'effetto prezzo, i tagli OPEC e le fermate in Norvegia, Regno Unito e nel Golfo del Messico sono stati parzialmente compensati dagli start-up e

ramp-up del periodo, in particolare in Angola, Ghana e Kazakhstan, nonché dalle maggiori produzioni in Libia.

La produzione di gas naturale è stata di 149 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 13 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,6% rispetto al 2016. Gli start-up e ramp-up produttivi in particolare in Indonesia ed Egitto e la crescita produttiva in Libia sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive, dal declino di giacimenti maturi e dall'effetto prezzo.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 622,3 milioni di boe. La differenza di 40,4 milioni di boe rispetto alla produzione di 662,7 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas destinati all'autoconsumo (35,2 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (308,3 milioni di barili) è stata destinata per circa il 70% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (48,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 20% al settore Gas & Power.

Produzione annuale di idrocarburi<sup>(a)(b)</sup>

Società consolidate	2017			2016			2015		
	Petrolio e condensati [milioni di barili]	Gas naturale [miliardi di metri cubi]	Idrocarburi [milioni di boe]	Petrolio e condensati [milioni di barili]	Gas naturale [miliardi di metri cubi]	Idrocarburi [milioni di boe]	Petrolio e condensati [milioni di barili]	Gas naturale [miliardi di metri cubi]	Idrocarburi [milioni di boe]
Italia	19	4,6	49	17	4,9	49	25	5,6	62
Resto d'Europa	37	4,9	69	40	5,2	73	31	5,7	68
Africa Settentrionale	58	18,1	175	60	16,5	167	63	16,8	171
Egitto	26	8,9	84	28	6,2	68	35	5,3	69
Africa Sub-Saharaniana	90	4,6	119	91	4,8	122	93	4,8	124
Kazakhstan	30	2,7	48	24	2,6	41	20	2,3	35
Resto dell'Asia	20	3,6	43	28	2,5	45	28	3,0	47
America	23	2,0	36	25	2,7	43	28	2,7	45
Australia e Oceania	1	1,1	8	1	1,2	8	2	1,2	9
<b>Totale</b>	<b>304</b>	<b>50,5</b>	<b>631</b>	<b>314</b>	<b>46,6</b>	<b>616</b>	<b>325</b>	<b>47,4</b>	<b>630</b>
<b>Società In Joint venture e collegate</b>									
Africa Settentrionale	1	0,1	1	1	0,1	2	1		1
Africa Sub-Saharaniana	1	0,9	8		0,3	2			
Resto dell'Asia	1	0,1	1	1	0,2	2	1	0,3	2
America	4	2,8	22	5	2,6	22	4	0,7	9
<b>Totale</b>	<b>7</b>	<b>3,9</b>	<b>32</b>	<b>7</b>	<b>3,2</b>	<b>28</b>	<b>6</b>	<b>1,0</b>	<b>12</b>

[a] Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto.

[b] Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (35,2, 32,1 e 26,4 milioni di boe, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015).

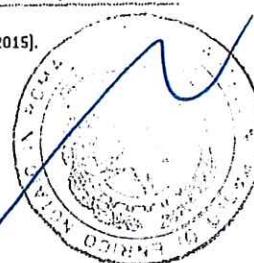
83192/636

Produzione giornaliera di idrocarburi<sup>(a)(b)</sup>

Società consolidate	Petrollo e condensati [migliaia di barili/g]	Gas naturale [milioni di metri cubi/g]	Idrocarburi [migliaia di boe/g]	Petrollo e condensati [migliaia di barili/g]	Gas naturale [milioni di metri cubi/g]	Idrocarburi [migliaia di boe/g]	Petrollo e condensati [migliaia di barili/g]	Gas naturale [milioni di metri cubi/g]	Idrocarburi [migliaia di boe/g]
	2017			2016			2015		
Italia	53	12,5	134	47	13,3	133	69	15,5	169
Resto d'Europa	102	13,5	189	109	14,1	201	85	15,6	185
Croazia		0,5	3		0,7	5		0,6	4
Norvegia	81	7,5	129	86	7,3	133	57	7,5	105
Regno Unito	21	5,5	57	23	6,1	63	28	7,5	76
Africa Settentrionale	158	49,6	479	165	45,2	458	172	46,1	469
Algeria	68	3,3	90	77	3,3	98	79	2,7	96
Libia	87	46,0	384	84	41,5	353	89	43,0	365
Tunisia	3	0,3	5	4	0,4	7	4	0,4	8
Egitto	72	24,4	230	76	16,9	185	96	14,4	189
Africa Sub-Saharan	247	12,6	327	247	13,2	333	256	13,3	341
Angola	119	1,3	126	108	1,4	118	96	0,9	101
Congo	63	3,2	83	71	4,2	98	78	3,9	103
Ghana	8	0,1	9						
Nigeria	57	8,0	109	68	7,6	117	82	8,5	137
Kazakhstan	83	7,5	132	65	7,2	111	56	6,2	95
Resto dell'Asia	53	9,8	116	78	7,0	123	77	8,2	130
Cina	2		2	2		2	3		3
India								0,1	1
Indonesia	3	5,3	38	3	1,4	12	2	1,5	12
Iran							22		22
Iraq	40	0,6	43	64	0,5	67	40		40
Pakistan		3,7	24		4,9	32		6,4	41
Turkmenistan	8	0,2	9	9	0,2	10	10	0,2	11
America	63	5,5	99	69	7,3	116	75	7,3	122
Ecuador	12		12	10		10	11		11
Stati Uniti	51	3,9	77	59	5,3	93	64	5,3	98
Trinidad e Tobago		1,6	10		2,0	13		2,0	13
Australia e Oceania	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
Australia	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
	833	138,4	1.728	859	127,4	1.684	891	129,8	1.726
<b>Totale</b>	<b>852</b>	<b>149,0</b>	<b>1.816</b>	<b>878</b>	<b>136,1</b>	<b>1.759</b>	<b>908</b>	<b>132,6</b>	<b>1.760</b>

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

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo [14,9, 13,5 e 11,2 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015].



Re

83192/637

## POZZI PRODUTTIVI

Nel 2017 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 9.147 (3.725,5 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.492 (2.520,3 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.655 (1.205,2 in quota Eni).

Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

### Pozzi produttivi<sup>(a)</sup>

	(numero)	2017			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	In quota Eni	totali	In quota Eni
Italia		231,0	184,7	573,0	495,7
Resto d'Europa		378,0	65,0	177,0	92,2
Africa Settentrionale		687,0	284,5	90,0	48,9
Egitto		1.186,0	729,4	139,0	46,8
Africa Sub-Saharan		2.786,0	585,7	330,0	29,1
Kazakhstan		205,0	55,6		
Resto dell'Asia		739,0	477,5	1.032,0	402,0
America		273,0	134,1	296,0	86,7
Australia e Oceania		7,0	3,8	18,0	3,8
		6.492,0	2.520,3	2.655,0	1.205,2

(a) Include 1.960 (716,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamente 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.

## ATTIVITÀ DI DRILLING

### ESPLORAZIONE

Nel 2017 sono stati ultimati 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni), a fronte dei 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni) del 2016 e dei 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni) del 2015. Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come

previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 60% (52% in quota Eni), a fronte del 50% (50% in quota Eni) del 2016 e del 16,7% (25,1% in quota Eni) del 2015.

### Perforazione esplorativa

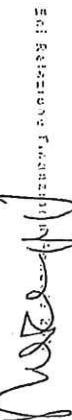
	(numero)	Pozzi completati <sup>(a)</sup>				Pozzi in progress <sup>(b)</sup>			
		2017		2016		2015		2017	
		successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	successo commerciale	sterili <sup>(c)</sup>	totale	In quota Eni
Italia				1,0				4,0	2,3
Resto d'Europa	1,2	1,3	0,1	0,4		2,2		9,0	2,5
Africa Settentrionale	0,5		0,5	1,0		1,0		7,0	6,5
Egitto	2,5	5,4	5,5	0,8	3,3	4,8		7,0	4,9
Africa Sub-Saharan	2,9	0,3	0,1	1,1	0,6	2,9		28,0	14,1
Kazakhstan					0,9		3,4	6,0	1,1
Resto dell'Asia						3,4		11,0	5,0
America	0,5			1,0	1,0	0,3		5,0	4,5
Australia e Oceania		7,6	7,0	6,2	6,2	4,9	14,6	78,0	41,2

(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.

83192 1638



## SVILUPPO

Nel 2017 sono stati ultimati 178 nuovi pozzi di sviluppo (90,7 in quota Eni) a fronte dei 296 nuovi pozzi di sviluppo (118,7 in quota Eni) del 2016 e dei 335 (132,4 in quota Eni) del 2015.

La riduzione del numero di pozzi di sviluppo rispetto il 2016 riflette la finalizzazione delle attività in alcuni grandi progetti avviati in produzione nel corso del 2017.

È attualmente in corso la perforazione di 49 pozzi di sviluppo (22,9 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities -oil&gas (Topic 932).

### Perforazione di sviluppo

	2017		Pozzi completati <sup>(a)</sup>				Pozzi in progress	
	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	produttivi	sterili <sup>(b)</sup>	totale	In quota Eni
Italia	2,6		4,0		6,0		1,0	1,0
Resto d'Europa	2,7	0,2	5,6		10,2	0,1	5,0	0,8
Africa Settentrionale	5,1		6,2	0,7	4,5		10,0	5,5
Egitto	49,7	2,3	32,4	0,5	26,0	2,8	10,0	5,4
Africa Sub-Saharaniana	8,6		21,2	0,2	22,0	2,5	21,0	9,6
Kazakhstan	1,2		4,6		4,7		2,0	0,6
Resto dell'Asia	15,0	0,2	31,6	0,5	29,7	5,9		
America	3,1		9,9	1,3	17,4	0,1		
Australia e Oceania					0,5			
	<b>88,0</b>	<b>2,7</b>	<b>115,5</b>	<b>3,2</b>	<b>121,0</b>	<b>11,4</b>	<b>49,0</b>	<b>22,9</b>

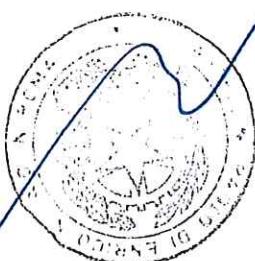
(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) 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.

## SUPERFICI

Nel 2017 Eni ha condotto operazioni in 46 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2017 il portafoglio minerario di Eni consiste in 756 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 414.918 chilometri quadrati in quota Eni (323.896 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2016). La superficie sviluppata è di 31.038 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 383.880 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2017 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Cipro, Costa d'Avorio, Kazakistan, Maroc-

co, Messico ed Oman per una superficie di circa 97.200 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Kenya, Pakistan, Ucraina, Norvegia, Regno Unito, Egitto e Stati Uniti per circa 6.700 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta per variazioni di quota principalmente in Kenya e Australia, per circa 6.800 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale in Indonesia, Gabon, Egitto e Pakistan e per variazioni di quota principalmente in Mozambico ed Egitto, per circa 6.300 chilometri quadrati.



Ne

83192/639

### Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2016				31 dicembre 2017				
	Totale Sup. netta[a]	Numero titoli	Sup. linda sviluppata [elb]	Sup. linda non sviluppata [a]	Totale Sup. linda [a]	10.414	Sup. netta sviluppata [a]	Sup. netta non sviluppata [a]	Totale Sup. netta[a]
<b>EUROPA</b>	<b>45.380</b>	<b>280</b>	<b>15.232</b>	<b>59.373</b>	<b>74.605</b>	<b>10.414</b>	<b>40.792</b>	<b>51.206</b>	
Italia	16.767	144	10.011	10.321	20.332	8.351	8.029	16.380	
<b>Resto d'Europa</b>	<b>28.613</b>	<b>136</b>	<b>5.221</b>	<b>49.052</b>	<b>54.273</b>	<b>2.063</b>	<b>32.763</b>	<b>34.826</b>	
Cipro	10.018	6		23.858	23.858			17.967	17.967
Croazia	987	2	1.975		1.975	987			987
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909	
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614	
Norvegia	2.608	54	2.337	4.403	6.740	462	1.655	2.117	
Portogallo	3.182	3		4.547	4.547		3.182	3.182	
Regno Unito	6.328	60	909	5.298	6.207	614	5.191	5.805	
Altri Paesi	2.967	8		4.828	4.828		2.245	2.245	
<b>AFRICA</b>	<b>152.676</b>	<b>264</b>	<b>46.319</b>	<b>260.611</b>	<b>306.930</b>	<b>11.723</b>	<b>150.258</b>	<b>161.981</b>	
<b>Africa Settentrionale</b>	<b>18.727</b>	<b>65</b>	<b>8.735</b>	<b>38.707</b>	<b>47.442</b>	<b>3.626</b>	<b>22.171</b>	<b>25.797</b>	
Algeria	1.179	42	3.172	187	3.359	1.110	31	1.141	
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294	
Marocco	2.696	2		13.847	13.847		9.804	9.804	
Tunisia	1.558	10	3.600		3.600	1.558		1.558	
Egitto	10.665	54	5.692	19.683	25.375	2.131	7.061	9.192	
<b>Africa Sub-Saharan</b>	<b>123.284</b>	<b>145</b>	<b>31.892</b>	<b>202.221</b>	<b>234.113</b>	<b>5.966</b>	<b>121.026</b>	<b>126.992</b>	
Angola	4.367	58	8.098	12.953	21.051	1.027	3.340	4.367	
Congo	1.168	25	1.430	1.320	2.750	843	628	1.471	
Costa d'Avorio	286	3		4.010	4.010		2.905	2.905	
Gabon	6.217	4		5.283	5.283		5.283	5.283	
Ghana	579	3	226	1.127	1.353	100	479	579	
Kenya	41.173	6		50.677	50.677		43.948	43.948	
Liberia	585	1		2.341	2.341		585	585	
Mozambico	1.956	6		3.911	3.911		978	978	
Nigeria	7.370	34	22.138	8.631	30.769	3.996	3.374	7.370	
Sud Africa	26.279	1		65.505	65.505		26.202	26.202	
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304	
<b>ASIA</b>	<b>109.761</b>	<b>60</b>	<b>14.560</b>	<b>286.866</b>	<b>301.426</b>	<b>5.058</b>	<b>178.971</b>	<b>184.029</b>	
Kazakhstan	869	7	2.391	3.890	6.281	442	1.101	1.543	
<b>Resto dell'Asia</b>	<b>108.892</b>	<b>53</b>	<b>12.169</b>	<b>282.976</b>	<b>295.145</b>	<b>4.616</b>	<b>177.870</b>	<b>182.486</b>	
Cina	7.069	8	77	7.141	7.218	13	7.141	7.154	
India	5.244	1		13.110	13.110		5.244	5.244	
Indonesia	25.181	14	4.949	26.892	31.841	1.990	20.899	22.889	
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446	
Myanmar	13.558	4		24.080	24.080		13.558	13.558	
Oman		1		90.760	90.760		77.146	77.146	
Pakistan	8.746	13	5.869	11.486	17.355	1.987	5.414	7.401	
Russia	20.862	3		62.592	62.592		20.862	20.862	
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230	
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180	
Vietnam	23.132	5		30.777	30.777		23.132	23.132	
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244	
<b>AMERICA</b>	<b>5.696</b>	<b>199</b>	<b>4.854</b>	<b>9.626</b>	<b>14.480</b>	<b>3.134</b>	<b>3.507</b>	<b>6.641</b>	
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985	
Messico	67	6		1.657	1.657		1.146	1.146	
Stati Uniti	1.186	117	1.226	879	2.105	586	466	1.052	
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66	
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066	
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326	
<b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>	<b>10.383</b>	<b>13</b>	<b>1.140</b>	<b>15.567</b>	<b>16.707</b>	<b>709</b>	<b>10.352</b>	<b>11.061</b>	
Australia	10.383	13	1.140	15.567	16.707	709	10.352	11.061	
<b>Totale</b>	<b>323.896</b>	<b>756</b>	<b>82.105</b>	<b>632.043</b>	<b>714.148</b>	<b>31.038</b>	<b>383.880</b>	<b>414.918</b>	

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

83192/640

## PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

### ITALIA

Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. L'interruzione dell'attività del COVA avveniva il 18 aprile 2017. Maggiori informazioni sono fornite nella nota al Bilancio consolidato n. 38 "Garanzie, impegni e rischi".

Nel corso dell'anno sono stati completati 10 dei 35 progetti avviati nell'ambito dell'Addendum 2014 al protocollo di accordo con la Regione Basilicata, con iniziative di natura ambientale, sociale nonché programmi per lo sviluppo sostenibile. Inoltre sono stati avviati progetti di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello. proseguono gli impegni definiti dall'Accordo Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa per il consumo di gas nei Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficientamento energetico.

Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara e Porto Garibaldi-Agostino; (ii) l'avvio del progetto Poseidon, realizzato in collaborazione con Enti e Istituti scientifici nazionali, con l'obiettivo di convertire alcune piattaforme in stazioni scientifiche per lo studio dell'ambiente marino; e (iii) nell'ambito degli accordi con il comune di Ravenna, sono proseguiti le attività dei progetti di tutela ambientale ed iniziative di formazione a supporto dell'occupazione giovanile attraverso l'avvio di programmi di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello.

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. È stato presentato alle competenti autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale. L'ottimizzazione del piano di sviluppo prevede importanti sinergie con la Raffineria di Gela attraverso il recupero di alcune aree già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento del gas. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti autorità. Inoltre nell'ambito delle iniziative di sviluppo sostenibile previste dal Protocollo d'Intesa in accordo con il comune di Gela e la Regione Sicilia sono: (i) stati firmati accordi attuativi per la riqualifica del territorio e il rilancio delle attività economiche; e (ii) proseguiti i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, di Apprendistato di Primo Livello, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

### RESTO D'EUROPA

**Norvegia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con la scoperta Cape Vulture a gas e olio nelle licenze PL128/128D (Eni 11,5%) nel Mare di Norvegia, in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Norne (Eni 6,9%). La scoperta è stimata in circa 130 milioni di boe in posto; e (ii) con la scoperta Kayak nella licenza PL532 (Eni 30%) nel Mare di Barents, mineralizzata a olio. Quest'ultimo pozzo si trova in prossimità dell'area in sviluppo denominata Johan Castberg sempre nella medesima licenza. La stima preliminare delle dimensioni della scoperta Kayak sono di 220 milioni di boe in posto.

Le recenti scoperte rappresentano un altro importante risultato della strategia near-field che permette, in caso di successo, la veloce messa in produzione delle riserve grazie alle sinergie con le infrastrutture produttive.

È stata raggiunta la Final Investment Decision (FID) del progetto di sviluppo del giacimento Johan Castberg (Eni 30%) nel Mare di Barents. L'area è stimata contenere circa 450-650 milioni di boe di risorse recuperabili. Lo start-up è previsto nel 2022.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e successiva messa in produzione di due nuovi pozzi iniettori e di un pozzo produttore nel giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore); e (ii) attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Eko-fisk e Eldfisk (Eni 12,39%) nel Mare del Nord e Heidrun (Eni 5,17%), Asgard (Eni 14,82%) e Norne nel Mare Norvegese.

### AFRICA SETTENTRIONALE

**Algeria** Nel giugno 2017 è stato firmato l'accordo di estensione contrattuale per 15 anni dei giacimenti del Blocco 403 (Eni 50%). L'accordo prevede la possibilità di sviluppo del potenziale gas dell'area anche attraverso l'utilizzo delle facility di trattamento del progetto MLE del Blocco 405b (Eni 75%). Inoltre è prevista la possibilità di estensione contrattuale per ulteriori 10 anni. L'accordo ha ricevuto tutte le necessarie autorizzazioni previste dal Paese.

Nel dicembre 2017 Eni e la compagnia di stato Sonatrach hanno firmato un Memorandum d'Intesa nello sviluppo di progetti nel settore delle rinnovabili. In particolare l'accordo prevede la realizzazione e studi di fattibilità di unità di produzione di energia solare in aree produttive operate dalla stessa compagnia di stato. L'accordo conferma l'impegno Eni di promuovere lo sviluppo sostenibile nei Paesi in cui opera nell'ambito della strategia di transizione energetica che include l'utilizzo sempre maggiore di energia da fonti rinnovabili. Inoltre nel corso dell'anno sono state avviate le attività per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di 10 Megawatt per la fornitura di energia elettrica al giacimento di Bir Rebaa Nord, nel Blocco 403, così come previsto dagli accordi definiti. Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling e ottimizzazione della produzione dei campi di Zea nei Blocchi 403 a/d (Eni dal 55% al 100%) e ROD e SF/SFNE nei Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (ii) attività di workover sui giacimenti BRN, BRW e BRSW nel Blocco 403 e HBNS, HBNN e Ourhoud nel Blocco 404 (Eni 12,25%); (iii) nel Blocco 405b, il completamento dell'impianto di trattamento, con capacità pari a 32 mila barili/giorno, del progetto CAFC olio, il proseguimento delle attività di drilling pianificate nell'area nonché attività di infilling sul progetto MLE; e (iv) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%), con la perforazione di pozzi produttori e di water injection.

**Libia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con una nuova scoperta a gas e condensati. La scoperta è situata in prossimità dei campi in produzione di Bouri (Eni 50%) e di Bahr Essalam (Eni 50%). Il successo esplorativo si entra nella strategia Eni di esplorazione near-field che, in caso di successo, permette di sfruttare le sinergie con le infrastrutture produttive esistenti riducendo il tempo di messa in produzione della scoperta e permettendo di fornire nuova produzione di gas destinata al mercato locale e all'export. Nell'aprile 2017 le Autorità del Paese hanno esteso il periodo esplorativo della licenza fino al 2019.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'installazione, il commissioning e l'avvio produttivo di una nuova FSO nel giacimento di Bouri; (ii) la seconda fase di sviluppo del giacimento Bahr Essalam. Sono state avviate le attività di installazione delle facility offshore e il completamento dei pozzi. Lo schema di sviluppo prevede la perforazione e il completamen-

me

83192/661

to di dieci pozzi produttivi. Lo start-up è previsto nel corso del 2018; e (iii) la perforazione e allacciamento di due ulteriori pozzi produttivi nel giacimento Wafa (Eni 50%). Sono in corso le attività di upgrading della capacità di compressione di Wafa per sostenere la produzione di gas naturale con completamento previsto nel 2018.

Nel marzo 2017 è stato firmato un Memorandum of Understanding per la realizzazione di interventi nell'ambito della salute ed educazione nelle comunità locali. In particolare sono stati definiti i primi due programmi di intervento: (i) ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo; e (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione per fornire acqua potabile alle comunità dell'area. Inoltre Eni è impegnata in altri programmi a supporto delle comunità del Paese con: (i) iniziative in ambito sanitario e di accesso all'acqua e all'energia nelle aree produttive di Bu Attifel ed El Feed; e (ii) programmi di formazione in ambito medico e nel settore oil&gas.

## EGITTO

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi near-field di Meleihha South 1X, Aman East 1X e Karnak Deep 1X mineralizzati a olio, nella concessione Meleihha (Eni 76%). Le scoperte sono state collegate alle facility produttive presenti nell'area.

Nell'ambito della strategia Eni di Dual Exploration che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore, è stata completata, con l'approvazione del governo egiziano, la cessione di una quota complessiva del 40% di Zohr nel blocco offshore di Shorouk. In particolare gli accordi di cessione hanno riguardato: (i) una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$150 milioni; e (ii) una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare di \$1.125 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$450 milioni. Nel marzo 2018 è stata definita la cessione di un'altra quota del 10% del giacimento Zohr a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni. Il completamento della transazione è subordinato alla realizzazione di alcune condizioni e di tutte le autorizzazioni previste. Nel dicembre 2017, è stata avviata in meno di 2 anni e mezzo dalla scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento, la produzione a gas di Zohr (Eni 60%, operatore), attraverso pozzi e facility sottomarine. La produzione è attualmente convogliata tramite sealine al primo treno di trattamento del nuovo impianto onshore con una capacità di circa 10 milioni di metri cubi/giorno. Lo schema di progetto di Zohr prevede la realizzazione di altri 7 treni di trattamento gas che consentiranno il ramp-up della produzione fino a raggiungere il livello di plateau pari a circa 76 milioni di metri cubi/giorno. Proseguono le attività di sviluppo con le attività di drilling con progressivo avvio produttivo dei 20 pozzi pianificati, di cui 6 attualmente completati; e la costruzione delle facility di trattamento. Il giacimento ha un potenziale di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (circa 5,5 miliardi di boe).

Al 31 dicembre 2017 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$3 miliardi pari a €2,5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2017. Gli investimenti previsti a piano per la fase di ramp-up della produzione di Zohr saranno finanziati con il cash-flow operativo allo scenario del marker Brent di Eni.

Al 31 dicembre 2017 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 695 milioni di boe.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility, è stata completata 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. Nel marzo 2017 è stato firmato con le Autorità locali

un Memorandum of Understanding. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo, è finalizzato ad implementare nel corso dei prossimi quattro anni diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. I programmi, per un valore complessivo di \$20 milioni, saranno completamente finanziati da Eni e dai suoi partner del progetto Zohr. Sono state identificate tre principali aree di intervento: (i) acquacoltura e attività ittiche; (ii) progetti sanitari; e (iii) programmi a supporto dei giovani. Nel 2018 è prevista la costruzione di una clinica e di un centro giovanile nella zona sud-occidentale di Port Said; l'avvio delle attività per un centro di acquacoltura prossimo agli impianti onshore di Zohr.

È stato sanzionato il progetto offshore di sviluppo Baltim South West (Eni 50%, operatore) nel Delta del Nilo che prevede la messa in produzione di 6 pozzi attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva e facility di collegamento all'impianto esistente di trattamento gas nell'area di Nooros (Eni 75%).

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni del Golfo di Suez (Eni 100%), North Port Said (Eni 50%) e Meleihha (Eni 76%); e (ii) lo start-up di tre pozzi addizionali e il completamento della seconda e della terza unità di trattamento del giacimento Nooros, con il conseguimento di un livello produttivo pari a circa 33 milioni di metri cubi/giorno.

## AFRICA SUB-SAHARIANA

**Angola** Nel novembre 2017 è stato firmato con Sonangol un accordo che assegna a Eni il 48% ed il ruolo di operatore del blocco onshore di Cabinda North. Il blocco, in cui Eni partecipava in precedenza con il 15%, si trova in un bacino petrolifero poco esplorato nel nord del Paese, nel quale Eni potrà sfruttare le conoscenze minerarie acquisite dalle attività nelle aree adiacenti nella Repubblica del Congo. In caso di scoperte significative, la messa in produzione sarà facilitata dalla presenza di infrastrutture già esistenti. Inoltre, le due aziende hanno firmato un Memorandum of Understanding per la definizione di progetti congiunti su tutta la catena del valore dell'energia. In particolare sono previsti programmi nel downstream, nell'esplorazione, nella valorizzazione del gas associato e non associato e nel campo delle energie rinnovabili.

Nel febbraio 2017, è stata avviata la produzione del progetto East Hub nel Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore), in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del campo di Cabaça South East alla FPSO Olombendo. Lo sviluppo, nel rispetto della policy zero flaring e zero water discharge, include pozzi di iniezione acqua e gas. Nel medesimo Blocco è in produzione dalla fine del 2014 anche il progetto West Hub. Nel novembre 2017 è stata firmata l'estensione fino al 2020 dei diritti esplorativi nell'area; questo permetterà ad Eni di sfruttare tutto il potenziale esplorativo near-field in un bacino estremamente prolifico.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento delle attività di progetto del giacimento a olio di Ochigufu, parte del piano di sviluppo del West Hub project nel Blocco 15/06. L'avvio produttivo è stato raggiunto nel marzo 2018, in un anno e mezzo dal conseguimento della FID; (ii) il progetto Vandumbu nel Blocco 15/06, con start-up previsto nel 2019; (iii) la perforazione dei pozzi di sviluppo del progetto in produzione Mafumeira Sul nel Blocco 0 (Eni 9,8%); e (iv) il completamento delle attività di sviluppo del progetto Kizomba Satellite Fase 2 e attività di infilling nel Blocco 15 (Eni 20%).

Eni è inoltre impegnata nell'implementazione di attività a supporto dello sviluppo socio-economico nella regione meridionale del Paese. In particolare, le iniziative in corso, definite insieme al Ministero

83192/642

Eni  
Salvozzi  
Intervento

dell'Energia e delle Risorse Idriche, al Ministero della Salute e alle comunità locali, hanno riguardato: (i) un progetto integrato per migliorare l'accesso all'energia e all'acqua; (ii) progetti in ambito agricolo nonché programmi e attività di formazione nell'ambito della salute. Infine, Eni supporta il programma finalizzato allo sminamento e riqualifica delle aree rurali, in particolare nelle zone sud del Paese.

**Congo** Nel 2017 è proseguita la fase esecutiva del progetto in produzione Nené Marine Fase 2A nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), attraverso: (i) l'installazione e avvio di una nuova piattaforma produttiva; (ii) la realizzazione di una nuova sealine per l'esportazione della produzione verso l'hub di Kitina (Eni 52%, operatore); e (iii) lo start-up di 7 ulteriori pozzi produttivi. Le attività di sviluppo a progetto includono la perforazione di ulteriori pozzi produttivi con start-up previsto nel 2018 e la realizzazione di una nuova sealine di collegamento verso l'hub di Litchendjili nel blocco Marine XII. Il programma di sviluppo dell'area è realizzato con l'obiettivo di raggiungere lo zero routine flaring attraverso la re-iniezione di gas e dell'acqua di produzione in giacimento e l'utilizzo del gas per la produzione dell'energia elettrica. Il completamento delle attività di sviluppo consentirà la valorizzazione del gas associato attraverso la fornitura alla centrale elettrica CEC (Eni 20%).

Nell'aprile 2017 è stata firmata l'estensione del gas sale agreement che regola la fornitura di gas del blocco Marine XII alla centrale elettrica CEC. Il nuovo accordo prevede inoltre la fornitura addizionale di un milione di metri cubi/giorno di gas.

Inoltre Eni è impegnata anche sulla tutela della biodiversità del Paese. In particolare nell'area produttiva di M'Boundi (Eni 83%, operatore), in collaborazione con ONG internazionali, prosegue un programma di salvaguardia della flora e della fauna delle aree adiacenti agli impianti di processo e di produzione.

Sono state avviate le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda, con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione che risiede in prossimità alle aree produttive di M'Boundi, Kouakouala, Zingali e Loufika. Il progetto definito prevede diverse iniziative per incentivare lo sviluppo socio-economico della popolazione attraverso programmi che promuovono la diversificazione economica, l'educazione primaria, l'accesso all'acqua ed interventi in ambito sanitario. Inoltre è stato avviato un progetto per la realizzazione di un centro di formazione e ricerca sulle energie rinnovabili a Oyo, nel nord del Paese.

**Ghana** È stato avviato in soli 2 anni e mezzo, in anticipo di 3 mesi rispetto al piano di sviluppo e con un time-to-market record, l'Integrated Oil&Gas Development Project, nel blocco Offshore Cape Three Points (OCTP) operato da Eni con una quota del 44,44%. Il progetto mediante l'utilizzo di una FPSO, produrrà fino a 85 mila boe/giorno attraverso 18 pozzi sottomarini. Proseguono le attività di sviluppo, in particolare nel 2017 sono stati completati e collegati tutti i pozzi destinati alla produzione di olio con il raggiungimento del picco produttivo planificato di 45 mila barili/giorno in anticipo di circa un anno rispetto il piano di sviluppo. Il programma di sviluppo include anche l'invio del gas non associato a un impianto dedicato onshore che lo immetterà nella rete nazionale con una fornitura di circa 5 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio è previsto dalla metà del 2018.

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 re-iniezione dell'acqua prodotta, compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group.

Prosegue l'impegno di Eni nell'implementazione di progetti volti a migliorare le condizioni di vita della popolazione nella regione occidentale del Paese, nei pressi dell'area operativa del progetto OCTP. In particolare le iniziative in corso riguardano: (i) il sostegno al fabbisogno alimentare anche attraverso iniziative di training e progetti specifici finalizzati al ripristino e aumento della produzione agro-zootecnica e alle attività di pesca; (ii) nell'ambito della diversificazione economica, interventi che promuovono attività micro-imprenditoriali e programmi di formazione professionale; (iii) il miglioramento dell'accesso all'acqua potabile e la gestione dei rifiuti; e (iv) la ristrutturazione delle infrastrutture scolastiche primarie di Sanzule. Proseguono le iniziative nell'ambito sanitario, l'ampliamento dell'accesso ai servizi di salute materna e infantile.

Sono in corso iniziative per lo sviluppo di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici.

**Mozambico** Nel dicembre 2017 Eni ha completato la cessione a ExxonMobil di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, tramite cessione di una quota del 35,7% della società Eni East Africa (EEA). Le condizioni concordate sulla base degli accordi del marzo 2017, prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi più gli aggiustamenti contrattuali fino alla data del closing, in particolare il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti. A seguito del completamento della transazione, EEA, ridenominata Mozambique Rovuma Venture, è controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7% di partecipazione azionaria, e da CNPC che detiene il 28,6%. Eni continua a gestire il progetto Coral South FLNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guida la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consente l'utilizzo delle migliori competenze tecniche sia di Eni sia di ExxonMobil, ognuna delle quali si concentrerà su ambiti distinti e scopi chiaramente definiti pur mantenendo i vantaggi di un progetto completamente integrato.

Le attività di sviluppo di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL ("Coral South FLNG"), alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nella metà del 2022.

Nel corso del 2017 sono state avviate le attività di progetto e sono stati firmati: (i) i contratti per la perforazione, la costruzione, installazione e messa in esercizio delle facility di produzione; (ii) gli accordi con i finanziatori per il project financing per la costruzione, installazione e messa in opera dell'unità galleggiante di liquefazione (FLNG) a copertura del 60% dell'investimento. Nel dicembre 2017 è stato raggiunto il financial close dell'accordo di finanziamento sottoscritto da 15 istituti di credito di primaria importanza e garantito da 5 agenzie di Export Credit; e (iii) gli accordi con il governo mozambicano per la definizione del quadro regolatorio del progetto.

Le altre attività riguardano il programma di sviluppo del progetto Mamba attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko).

Nella provincia di Cabo Delgado e a Maputo, Eni è impegnata in un vasto programma di attività a favore della popolazione, tra cui programmi di accesso all'energia, accesso all'acqua, salute pubblica, nonché attività di istruzione e formazione.

83192/643

**Nigeria** Nel 2017 è stato firmato con la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) un Memorandum of Understanding che promuove nuove attività in grado di contribuire in misura significativa allo sviluppo economico e sociale del Paese. In particolare l'accordo di cooperazione include: (i) un maggior focus delle attività di esplorazione e sviluppo; (ii) i termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) l'ampliamento della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; e (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese e le possibili applicazioni di nuove tecnologie nel campo delle energie rinnovabili.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) interventi rigless per il mantenimento del profilo produttivo nonché attività di manutenzione e ripristino delle facility danneggiate a seguito di azioni di sabotaggio e bunkering nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%); (ii) il completamento delle attività dei progetti Forcados-Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%) e Gbaran 2A/2B e Associated gas nel blocco OML 28 (Eni 5%) per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny. In particolare nell'anno è avvenuto il collegamento dei pozzi produttivi e l'upgrading degli impianti di trattamento esistenti.

I progetti per le comunità in Nigeria proseguono con interventi nell'ambito dell'accesso all'energia off-grid, accesso all'acqua, diversificazione economica con il proseguimento del Green River Project, accesso all'educazione primaria, formazione professionale ed assegnazione di borse di studio, nonché interventi di riabilitazione e costruzione di centri di salute e fornitura di materiale medico.

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

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 è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint-venture SPDC JV, TEPNG JV e della NADC JV. I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2017 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

Nel 2017, Eni ha raggiunto una serie di accordi strategici di cooperazione negli ambiti upstream ed energie rinnovabili nel Paese.

Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo, perfezionato nel dicembre 2017, che trasferisce a Eni una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Le due società hanno firmato un ulteriore accordo per espandere la cooperazione tecnologica in ambito upstream e valutare potenziali sviluppi congiunti in nuovi progetti. L'accordo prevede inoltre un programma di training tecnico e manageriale per il personale locale.

Eni, KMG e il Comitato kazako di Geologia, insieme ad altri partner, hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakistan per valutare i termini futuri di cooperazione nel bacino Precaspico Kazako-Russo, dove sono state effettuate numerose scoperte di giacimenti di petrolio di dimensioni considerevoli. Eni e General Electric (GE) hanno siglato un accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakistan per promuovere lo sviluppo di progetti di generazione di energia da fonte rinnovabile nel Paese. In particolare Eni e GE coopereranno per valutare la realizzazione di un impianto eolico dalla capacità di circa 50 MW e per identificare ulteriori possibili future iniziative.

**Kashagan** Prosegue il ramp-up e la stabilizzazione della produzione del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). È stata avviata l'iniezione del gas che permetterà, una volta a regime, di raggiungere il target di capacità produttiva di 370 mila barili/giorno.

Continuano le attività per l'incremento della capacità produttiva del giacimento fino ai 450 mila barili/giorno attraverso l'incremento della capacità d'iniezione di gas con la conversione di pozzi da produttori a iniettori e l'upgrading delle attuali facility.

Gli studi per l'ottimizzazione del progetto di iniezione gas CCO1 proseguono. Il progetto prevede l'installazione di un nuovo compressore che consentirà un ulteriore aumento del volume del gas re-iniettato e conseguente ramp-up produttivo.

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.

Al 31 dicembre 2017 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,8 miliardi pari a €8,2 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2017, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2017 (\$7,3 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,5 miliardi).

Al 31 dicembre 2017 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 620 milioni di boe in lieve aumento rispetto al 2016.

**Karachaganak** Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak (Eni 29,25%) è in corso di finalizzazione lo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio del progetto Karachaganak Debottlenecking con Final Investment Decision (FID) prevista entro il secondo trimestre 2018. Capacità di re-iniezione addizionale sarà garantita negli anni successivi dall'installazione di facility di re-iniezione di gas che si aggiungerà 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.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata allo sviluppo del giacimento ed in conformità alle best practice e standard internazionali, sono state completate le attività di rilocazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015.

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

Al 31 dicembre 2017 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 530 milioni di boe, in riduzione di 83 milioni di boe rispetto al 2016, dovuto principalmente alla variazione del marker Brent di riferimento da 42,8 \$/barile nel 2016 a 54,4 \$/barile del 2017.

## RESTO DELL'ASIA

**Indonesia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta a gas nella parte occidentale del Blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al progetto operato di Jangkrik (Eni 55%) permetterà di sfruttare le sinergie, di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field. È stata avviata, in anticipo rispetto a quanto previsto, la produzione a gas del progetto Jangkrik nel blocco Muara Bakau. La produzione, assicurata da dieci pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU), ha raggiunto 18 milioni di metri cubi/giorno, equivalenti a 120 mila boe/giorno. 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 commercializzerà nel mercato asiatico anche sulla base dell'accordo raggiunto con la società statale Pakistan LNG per la fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL per 15 anni.

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.

## AMERICA

**Messico** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'Area 1 (Eni 100%, operatore) con la perforazione: (i) dei pozzi di appraisal Amoca-2 e Amoca-3 mineralizzati a olio; (ii) del primo pozzo di delineazione della scoperta di Mitzón mineralizzato a olio; e (iii) del pozzo appraisal Tecoalli 2 mineralizzato a olio. I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir dei campi di Amoca e Mitzón hanno consentito di incrementare le risorse complessive del blocco a 2 miliardi di boe in posto, dei quali circa il 90% a olio. Eni ha presentato alle competenti Autorità del Paese, il

piano per lo sviluppo delle tre scoperte presenti nell'Area 1. Lo start-up della produzione è previsto nel 2019.

Nel giugno 2017 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 10 (Eni 100%), Blocco 14 (Eni 60%) e Blocco 7 (Eni 45%) nel bacino di Sureste. Inoltre, nel febbraio 2018 Eni si è aggiudicata la quota del 65% e l'operatorship del Blocco 24. I nuovi blocchi sono vicini all'Area 1 e permetteranno, in caso di successo esplorativo, sinergie operative nell'attività di sviluppo. Nel marzo 2018 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 28 (Eni 75%) nel bacino della Cuenca Salina, nell'offshore del Messico. L'assegnazione è soggetta all'approvazione delle autorità.

**Stati Uniti** Nel 2017 è stata presa la FID del progetto Lucius Subsequent Development (Eni 8,5%). Le attività di sviluppo prevedono la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alle facility presenti nell'area. Lo start-up è previsto nel 2019 con una produzione a regime pari a 2 mila boe/giorno in quota Eni.

## INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€7.739 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€7.236 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare le attività del centro olio di Viggiano in Val d'Agri (v. Principali iniziative di esplorazione e sviluppo – Italia) nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa (€442 milioni) hanno riguardato in particolare le attività in Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio.

Nel 2017 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €83 milioni (€62 milioni nel 2016). Sono state depositate 5 domande di brevetto.

### Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>		5	2	2	(2)	"
Egitto		5	5	5	0	..
Africa Sub-Saharan		442	417	566	25	6,0
<b>Esplorazione</b>		5	5	5	0	..
Italia		186	11	133	175	..
Resto d'Europa		55	42	64	13	31,0
Africa Settentrionale		70	270	168	(200)	(74,1)
Egitto		25	30	157	(5)	(16,7)
Africa Sub-Saharan		3	3	3	0	..
Kazakhstan		20	57	15	(37)	(64,9)
Resto dell'Asia		76	7	29	69	..
America		2	2	69	67	..
Australia e Oceania		7.236	7.770	9.341	(534)	(6,9)
<b>Sviluppo</b>		260	407	679	(147)	(36,1)
Italia		399	590	1.264	(191)	(32,4)
Resto d'Europa		626	747	641	(121)	(16,2)
Africa Settentrionale		3.030	1.700	929	1.330	28,2
Egitto		1.852	2.176	2.998	(224)	(14,9)
Africa Sub-Saharan		197	707	835	(510)	(72,1)
Kazakhstan		666	1.213	1.333	(547)	(45,1)
Resto dell'Asia		195	220	637	(25)	(11,4)
America		11	10	25	1	10,0
Australia e Oceania		56	65	73	(9)	(13,8)
Altro		7.739	8.254	9.980	(515)	(6,2)

83192/645

## GAS & POWER

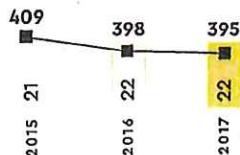


**UTILE OPERATIVO ADJUSTED**  
€ milioni

2015	(126)
2016	(390)
2017	214



**EMISSIONI CENTRALI POWER**  
 ■ Emissioni di GHG/energia elettrica eq. (gCO<sub>2</sub>eq/KWheq)  
 ■ Energia elettrica prodotta (TWh)



**VENDITE GNL**  
mld di metri cubi

2015	13,5
2016	12,4
2017	14,2

### Performance dell'anno

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un incremento (+28%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,37 per effetto di maggiori eventi infortunistici registrati (dipendenti +61%, contrattisti -26%).
- Nel 2017 le emissioni di gas serra aumentano di circa lo 0,5%, per effetto della crescita delle produzioni di energia elettrica (+2,9%) e dei maggiori volumi di gas naturale trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWheq riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione dello 0,8% rispetto all'anno precedente grazie

al proseguimento degli interventi di energy savings.

- Nel 2017 il settore Gas & Power ha registrato un risultato strutturalmente positivo con un anno di anticipo rispetto ai piani grazie alla ristrutturazione del business. L'utile operativo adjusted si attesta a €214 milioni, miglior risultato degli ultimi sette anni con un incremento di €604 milioni rispetto al 2016.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 80,83 miliardi di metri cubi, con una riduzione del 6,3% rispetto al 2016 (-5,5 miliardi di metri cubi) in linea con la riduzione degli impegni di acquisto dei contratti take-or-pay. In calo del 2,6% le

vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi).

- Le vendite di energia elettrica evidenziano una riduzione del 4,6% (-1,72 TWh) rispetto al 2016. In calo per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel settore grossisti e middle market parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai clienti large.
- Gli investimenti tecnici di €142 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica.

VENDITE GAS ITALIA	CLIENTI	VENDITE ENERGIA ELETTRICA	VENDITE GNL	GRADO DI SODDISFAZIONE CLIENTI
<b>37,4</b> MLD di METRI CUBI	<b>8,8</b> MILIONI	<b>35,3</b> TWh IN ITALIA E ALL'ESTERO	<b>14,2</b> MLD di METRI CUBI +14,5% VS. 2016 IN LINEA CON LA STRATEGIA DI VALORIZZAZIONE DEL BUSINESS	<b>86,7</b> IN CRESCITA COSTANTE NEL TRIENNIO
-2,6% VS. 2016, IN LINEA CON LA RIDUZIONE DEGLI IMPEGNI DI TAKE-OR-PAY	TRA FAMIGLIE, PROFESSIONISTI, PICCOLE E MEDIE IMPRESE ED ENTI PUBBLICI IN ITALIA ED EUROPA			

83192/666



## | Fornitura di GNL in Pakistan

Eni si è aggiudicata, a seguito di una gara internazionale, la fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL alla

società statale Pakistan LNG per una durata di 15 anni. Il GNL proverà in parte dal campo indonesiano Jangkrik. Tale

accordo rafforza la strategia di Eni volta al rafforzamento dell'integrazione con il business upstream.

## | Razionalizzazione portafoglio retail in Europa

Perfezionata la cessione a Eneco delle attività gas & power retail in Belgio relative a circa 850.000 punti di allacciamento di energia elettrica e gas, con una quota di mercato di circa il 10%.

In linea con il piano di razionalizzazione del portafoglio, è stata inoltre definita la cessione delle attività gas in Ungheria mediante la sottoscrizione di un accordo che prevede la cessione a MET della società

Tigáz attiva nella distribuzione del gas con una rete di distribuzione di circa 33.700 km e 1,2 milioni di punti di riconsegna. La transazione è soggetta all'approvazione delle autorità competenti.



## | Rinegoziazione portafoglio approvvigionamento gas

Eni ha proseguito nel 2017 la strategia di rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento gas long-term al fine

di allineare le condizioni di prezzo e volume all'evoluzione del mercato. La revisione delle clausole contrattuali,

l'efficienza nei costi operativi e di logistica hanno consentito di raggiungere nel 2017 il break-even strutturale.



## STRATEGIA

Nel settore Gas & Power, si conferma, per il prossimo quadriennio, l'obiettivo prioritario del consolidamento della redditività e della generazione di cassa sostenibile, con un utile operativo adjusted di €0,8 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato nel 2018-2021 pari a €2,4 miliardi. La crescita dei risultati economico-finanziari nell'arco del quadriennio sarà perseguita attraverso le seguenti direttive di intervento:

- crescita dell'attività GNL attraverso lo sviluppo ed il rafforzamento dell'integrazione con upstream volta alla valorizzazione e commercializzazione delle recenti scoperte Eni; portafoglio di volumi GNL contrattualizzati pari a 12 milioni di tonnellate/anno nel 2021 e pari a 14 milioni di tonnellate/anno nel 2025;
- proseguimento della ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento, attraverso la ridefinizione del rapporto con i fornitori di gas e la riduzione dei costi di logistica;
- crescita e valorizzazione della customer base nel segmento retail anche attraverso lo sviluppo di nuovi prodotti/servizi e l'implementazione di iniziative di trasformazione incentra-

te sull'accelerazione dei canali e delle operazioni digitali. Nel 2021 numero clienti pari a 11 milioni in crescita del 25% rispetto al 2017.

### OBIETTIVI

Volumi GNL contrattualizzati	<b>12 mln ton/a</b> nel 2021
Utile operativo adjusted	<b>€0,8 mld</b> nel 2021
Free cash flow cumulato	<b>€2,4 mld</b> nel 2018-2021

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 8,8 milioni di clienti in Italia ed in Europa. In particolare sono 7,7 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero

della domanda nel 2017 (+6% e +4% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2016, rispettivamente) ma ancora depresso e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio e incertezza" di seguito).



Riporti

83192 / 647

## GAS NATURALE

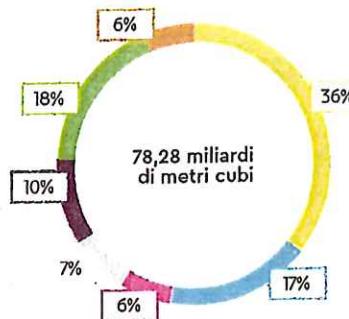
### APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 78,28 miliardi di metri cubi in riduzione di 4,36 miliardi di metri cubi, pari al -5,3%, rispetto al 2016.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (73,23 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 94% del totale, sono diminuiti rispetto al 2016 (-3,41 miliardi di metri cubi; -4,4%) per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-4,40 miliardi di metri cubi), in Qatar (-0,92 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,70 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati nel Regno Unito (+0,28 miliardi di metri cubi) ed Algeria (+0,28 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,05 miliardi di metri cubi) sono in calo del 15,8% rispetto al periodo di confronto per effetto di minori forniture equity.

### APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

Italia      Russia      Algeria      Libia      Paesi Bassi  
Norvegia      Altri



#### Approvvigionamenti di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>		5,05	6,00	6,73	(0,95)	(15,8)
Russia		28,09	27,99	30,33	0,10	0,4
Algeria (incluso il GNL)		13,18	12,90	6,05	0,28	2,2
Libia		4,76	4,87	7,25	(0,11)	(2,3)
Paesi Bassi		5,20	9,60	11,73	(4,40)	(45,8)
Norvegia		7,48	8,18	8,40	(0,70)	(8,6)
Regno Unito		2,36	2,08	2,35	0,28	13,5
Ungheria		0,04	0,02	0,21	0,02	..
Qatar (GNL)		2,36	3,28	3,11	(0,92)	(28,0)
Altri acquisti di gas naturale		6,71	5,81	7,21	0,90	15,5
Altri acquisti di GNL		3,05	1,91	2,02	1,14	59,7
<b>ESTERO</b>		73,23	76,64	78,66	(3,41)	(4,4)
<b>TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>78,28</b>	<b>82,64</b>	<b>85,39</b>	<b>(4,36)</b>	<b>(5,3)</b>
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,31	1,40	..	(1,09)	(77,9)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		[0,45]	[0,21]	[0,34]	[0,24]	..
<b>DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE</b>		<b>78,14</b>	<b>83,83</b>	<b>85,05</b>	<b>(5,69)</b>	<b>(6,8)</b>
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,69	2,48	2,67	0,21	8,5
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA</b>		<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>87,72</b>	<b>(5,48)</b>	<b>(6,3)</b>

Nel 2017 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (4,1 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1 miliardo di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,5 miliardi di metri cubi); (iv) dell'Indonesia (0,4 miliardi di metri cubi); e (v) di altre aree europee, principalmente Croazia (2,6 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 13,84 miliardi

di metri cubi e hanno coperto circa il 15% del totale delle disponibilità per la vendita.

### VENDITE DI GAS NATURALE

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dal lieve recupero della domanda di gas, le vendite di gas naturale di 80,83 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 5,48 miliardi di metri cubi rispetto al 2016, pari al -6,3%.

#### Vendite di gas per entità

	(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>Vendite delle società consolidate</b>		<b>77,52</b>	<b>83,34</b>	<b>84,94</b>	<b>(5,62)</b>	<b>(7,0)</b>
Italia (inclusi autoconsumi)		37,43	38,43	38,44	(1,00)	(2,6)
Resto d'Europa		36,10	40,52	41,14	(4,42)	(10,9)
Extra Europa		3,99	4,39	5,36	(0,40)	(9,1)
<b>Vendite delle società collegate (quota Eni)</b>		<b>3,31</b>	<b>2,97</b>	<b>2,78</b>	<b>0,34</b>	<b>11,4</b>
Resto d'Europa		2,13	1,91	1,75	0,22	11,5
Extra Europa		1,18	1,06	1,03	0,12	11,3
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>		<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>87,72</b>	<b>(5,48)</b>	<b>(6,3)</b>

In calo del 2,6% le vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi). Le minori vendite spot e al segmento PMI e terziario sono state solo parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati nel settore termoelettrico. In calo i ritiri degli importatori in Italia (3,89 miliardi di metri cubi; -11% rispetto al 2016) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 34,34 miliardi di metri cubi sono in flessione del 9,8% (-3,72 miliardi di metri cubi) rispetto al 2016.

In riduzione del 5,1% le vendite nei mercati extra europei (-0,28 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite di GNL in Giappone, Argentina, Emirati Arabi in parte compensati dalle maggiori vendite in Corea del Sud e Cina.

#### Vendite di gas per mercato

	[miliardi di metri cubi]				
	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>					
Grossisti	8,36	7,93	4,19	0,43	5,4
PSV e borsa	10,81	12,98	16,35	(2,17)	(16,7)
Industriali	4,42	4,54	4,66	(0,12)	(2,6)
PMI e terziario	0,93	1,72	1,58	(0,79)	(45,9)
Termoelettrici	2,22	0,77	0,88	1,45	..
Residenziali	4,51	4,39	4,90	0,12	2,7
Autoconsumi	6,18	6,10	5,88	0,08	1,3
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>43,40</b>	<b>47,88</b>	<b>49,28</b>	<b>(4,48)</b>	<b>(9,4)</b>
Resto d'Europa	38,23	42,43	42,89	(4,20)	(9,9)
Importatori in Italia	3,89	4,37	4,61	(0,48)	(11,0)
Mercati europei:	34,34	38,06	38,28	(3,72)	(9,8)
Penisola Iberica	5,06	5,28	5,40	(0,22)	(4,2)
Germania/Austria	6,95	7,81	5,82	(0,86)	(11,0)
Benelux	5,06	7,03	7,94	(1,97)	(28,0)
Ungheria		0,93	1,58	(0,93)	..
Regno Unito	2,21	2,01	1,96	0,20	10,0
Turchia	8,03	6,55	7,76	1,48	22,6
Francia	6,38	7,42	7,11	(1,04)	(14,0)
Altro	0,65	1,03	0,71	(0,38)	(36,9)
Mercati extra europei	5,17	5,45	6,39	(0,28)	(5,1)
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>87,72</b>	<b>(5,48)</b>	<b>(6,3)</b>

## GNL

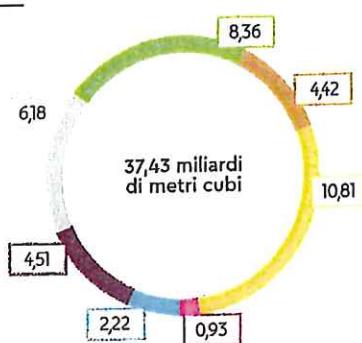
#### Vendite di GNL

	[miliardi di metri cubi]				
	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>Vendite G&amp;P</b>					
Europa	8,3	8,1	9,0	0,2	2,5
Extra Europa	5,2	5,2	4,8		
<b>Vendite E&amp;P</b>	<b>3,1</b>	<b>2,9</b>	<b>4,2</b>	<b>0,2</b>	<b>6,9</b>
Terminali:					
Soyo (Angola)	5,9	4,3	4,5	1,6	37,2
Bontang (Indonesia)	0,7	0,1		0,6	
Point Fortin (Trinidad & Tobago)	1,3	0,4	0,5	0,9	
Bonny (Nigeria)	0,6	0,7	0,7	(0,1)	
Darwin (Australia)	2,9	2,6	2,8	0,3	11,5
<b>TOTALE VENDITE DI GNL</b>	<b>14,2</b>	<b>12,4</b>	<b>13,5</b>	<b>(0,1)</b>	<b>(20,0)</b>

Le vendite di GNL (14,2 miliardi di metri cubi) sono in aumento rispetto al 2016 (+1,8 miliardi di metri cubi) grazie ai maggiori volumi presso i terminali Exploration & Production in Angola ed Indonesia a seguito dei ramp-up e start-up produttivi confermando il successo del modello operativo Eni basato sullo sviluppo integrato dei progetti nei settori

#### VENDITE GAS ITALIA

PSV e borsa Residenziali Autoconsumi Termoelettrici Grossisti PMI e terziario Industriali



	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>					
Grossisti	8,36	7,93	4,19	0,43	5,4
PSV e borsa	10,81	12,98	16,35	(2,17)	(16,7)
Industriali	4,42	4,54	4,66	(0,12)	(2,6)
PMI e terziario	0,93	1,72	1,58	(0,79)	(45,9)
Termoelettrici	2,22	0,77	0,88	1,45	..
Residenziali	4,51	4,39	4,90	0,12	2,7
Autoconsumi	6,18	6,10	5,88	0,08	1,3
<b>VENDITE INTERNAZIONALI</b>	<b>43,40</b>	<b>47,88</b>	<b>49,28</b>	<b>(4,48)</b>	<b>(9,4)</b>
Resto d'Europa	38,23	42,43	42,89	(4,20)	(9,9)
Importatori in Italia	3,89	4,37	4,61	(0,48)	(11,0)
Mercati europei:	34,34	38,06	38,28	(3,72)	(9,8)
Penisola Iberica	5,06	5,28	5,40	(0,22)	(4,2)
Germania/Austria	6,95	7,81	5,82	(0,86)	(11,0)
Benelux	5,06	7,03	7,94	(1,97)	(28,0)
Ungheria		0,93	1,58	(0,93)	..
Regno Unito	2,21	2,01	1,96	0,20	10,0
Turchia	8,03	6,55	7,76	1,48	22,6
Francia	6,38	7,42	7,11	(1,04)	(14,0)
Altro	0,65	1,03	0,71	(0,38)	(36,9)
Mercati extra europei	5,17	5,45	6,39	(0,28)	(5,1)
<b>TOTALE VENDITE GAS MONDO</b>	<b>80,83</b>	<b>86,31</b>	<b>87,72</b>	<b>(5,48)</b>	<b>(6,3)</b>

upstream e mid-downstream.

Le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman, Indonesia ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait, India ed Egitto.

83192 / 649

## ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2017, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt [invariata rispetto al 31 dicembre 2016]. Nel 2017, la produzione di energia elettrica è stata di 22,42 TWh, in aumento di 0,64 TWh rispetto al 2016, pari al +2,9%.

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 12,91 TWh di energia elettrica (-15,5% rispetto al 2016) perseggiando l'ottimizzazione dei portafoglio fonti/impieghi.

### Vendite di energia elettrica

Le vendite di energia elettrica (35,33 TWh) in flessione del 4,6% rispetto al 2016 sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (15%), siti industriali (8%) e altro (2%). La riduzione di 0,96 TWh nel mercato libero pari a -3,5%, è riconducibile alle minori vendite al middle market (-2,69 TWh), ai grossisti (-2,35 TWh), al residenziale (-0,92 TWh) e alle PMI (-0,46 TWh), solo in parte compensate dall'aumento dei volumi destinati ai clienti large (+5,46 TWh).

	(milioni di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale		4.359	4.334	4.270	25	0,6
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	392	360	313	32	8,9
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,42	21,78	20,69	0,64	2,9
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.551	7.974	9.318	(423)	(5,3)

## DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		22,42	21,78	20,69	0,64	2,9
Acquisti di energia elettrica <sup>(a)</sup>		12,91	15,27	14,19	(2,36)	(15,5)
<b>Disponibilità</b>		<b>35,33</b>	<b>37,05</b>	<b>34,88</b>	<b>(1,72)</b>	<b>(4,6)</b>
Mercato libero		26,53	27,49	25,90	(0,96)	(3,5)
Borsa elettrica		5,21	5,64	5,09	(0,43)	(7,6)
Siti		3,01	3,11	3,23	(0,10)	(3,2)
Altro <sup>(b)</sup>		0,58	0,81	0,66	(0,23)	(28,4)
<b>Vendite di energia elettrica</b>		<b>35,33</b>	<b>37,05</b>	<b>34,88</b>	<b>(1,72)</b>	<b>(4,6)</b>

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

## INVESTIMENTI TECNICI

Nel 2017 gli investimenti tecnici di €142 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€102 milioni) e le iniziative di flessibilizzazione e

upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€36 milioni).

### Investimenti tecnici

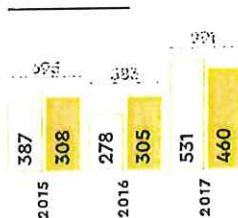
	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>Mercato</b>		138	110	138	28	25,5
Mercato		102	69	69	33	47,8
Italia		63	32	31	31	96,9
Estero		39	37	38	2	5,4
Generazione elettrica		36	41	69	(5)	(12,2)
Trasporto internazionale		4	10	16	(6)	(60,0)
<b>Totale Investimenti</b>		<b>142</b>	<b>120</b>	<b>154</b>	<b>22</b>	<b>18,3</b>
<i>di cui:</i>						
Italia		99	73	100	26	35,6
Estero		43	47	54	(4)	(8,5)

## REFINING & MARKETING E CHIMICA



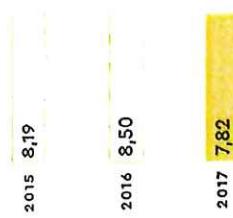
### UTILE OPERATIVO ADJUSTED

€ milioni  
Utile operativo adjusted Refining & Marketing  
Utile operativo adjusted Chimica



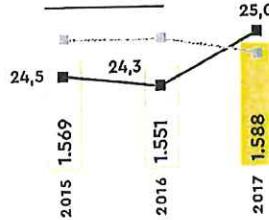
### EMISSIONI DIRETTE GHG

mln di tonnellate di CO<sub>2</sub>eq



### CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

Erogato medio (mgl litri)  
Quota mercato rete (%)  
Consumi nazionali



## Performance dell'anno

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro totale ha registrato un incremento (+63,2% rispetto al 2016).

- Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione dell'8% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni fugitive di metano hanno contribuito alla riduzione del 7,2% del rapporto tra emissioni e lavorazioni.

- Nel 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €991 milioni, che rappresenta un miglioramento di €408 milioni rispetto al 2016 (+70%).

Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €531 milioni, risultato migliore degli ultimi otto anni. L'incremento del 91% ha beneficiato principalmente delle azioni di riassetto del sistema di raffinazione Eni eseguite negli

ultimi anni che hanno consentito di ridurre il margine break-even 2017 al di sotto dei 4 \$/barile. Positiva anche la performance del business commerciale per effetto delle politiche commerciali che hanno favorito i segmenti premium.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €460 milioni (+51%) rispetto al 2016 che chiudeva con un utile di €305 milioni, rappresentando la miglior performance della storia recente della chimica Eni grazie al positivo andamento dello scenario e ai benefici da azioni di ottimizzazione impiantistica.

- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2017 sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.

- In aumento i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,24 milioni di tonnellate; +14,3% rispetto al 2016).

- Le vendite sulla rete in Italia (6,01 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2016 (circa 8 mila tonnellate, +1,3%).

- Le vendite rete nel Resto d'Europa (2,53 milioni di tonnellate) sono diminuite del 4,9% rispetto al 2016 per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel secondo semestre 2016. A parità di perimetro, escludendo l'effetto delle citate cessioni, le vendite aumentano dell'1,1% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Austria e Germania.

- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 3,71 milioni di tonnellate hanno evidenziato un leggero calo (-1,3% rispetto al 2016) in

### MARGINE DI BREAK-EVEN DI RAFFINAZIONE

**3,8**

\$/BL

BENEFICIANDO  
DEL RIASSETTO  
DEL SISTEMA  
DI RAFFINAZIONE

### LAVORAZIONI GREEN

**0,24**

MLN di TONNELLATE  
IN AUMENTO +14%  
RISPETTO AL 2016

### LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO

**24,02**

MLN di TONNELLATE  
-2% VS. 2016  
PER INDISPOSIBILITÀ  
DI ALCUNI IMPIANTI

### PRODUZIONI DI PRODOTTI PETROLCHIMICI

**5.818**

MGL di TONNELLATE  
+172 MGL DI  
TONNELLATE  
RISPETTO  
AL 2016 (+3%)

### TASSO DI UTILIZZO MEDIUM DEGLI IMPIANTI PÉTROLCHIMICI

**75%**

IN AUMENTO  
RISPETTO AL 2016  
(71%)



83192/650  
Marco

83192/651

un contesto di mercato caratterizzato da consumi stagnanti. In aumento le vendite nel segmento dei polimeri, compensate dalla riduzione nelle altre linee di business.

- Gli investimenti tecnici del settore di €729 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione in Italia e all'estero

(€395 milioni), finalizzati essenzialmente ai lavori di ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; l'attività di marketing (€131 milioni) per obblighi di legge e stay in

business della rete di distribuzione in Italia e Resto d'Europa.

- La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €58 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 15 domande di brevetto.

## Licensing tecnologia EST

Valorizzato il know-how della raffinazione attraverso due accordi di licensing con le società cinesi Sinopec e Zhejiang Petrochemicals per l'utilizzo della tecnologia di conversione Eni Slurry Technology (EST). L'accordo con Sinopec prevede la definizione da parte di Eni del progetto di ingegneria di base relativo alla costruzione di un impianto di raffinazione basato sulla stessa

tecnologia (EST) e in grado di convertire completamente i residui di raffinazione in prodotti leggeri di elevata qualità, azzerando la produzione di residui pesanti di raffinazione sia liquidi che solidi, con significativi vantaggi ambientali. Il contratto firmato nel marzo 2018 con Zhejiang Petrochemicals prevede la costruzione di due linee produttive con tecnologia EST,

ciascuna con una capacità di raffinazione prevista di 3 milioni di tonnellate annue, nell'ambito della realizzazione di una nuova raffineria con capacità di 40 milioni di tonnellate annue, prevista in avvio nel 2020. L'accordo prevede inoltre il Process Design Package relativo agli impianti, il training, l'assistenza tecnica, i Proprietary Equipment e la vendita del catalizzatore.

## Green refinery di Gela

Progressi nel progetto di riconversione della raffineria di Gela il cui completamento è previsto entro il 2018. Le caratteristiche

dell'impianto consentiranno la produzione di green diesel nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle

emissioni di GHG su tutta la filiera e l'impiego dell'intera capacità nel processare materie prime di seconda generazione.

## Sviluppo internazionale della Chimica

Firmato un accordo di partnership strategica tra Versalis e Bridgestone per lo sviluppo di una piattaforma tecnologica per la commercializzazione del guayule nei settori agronomici, della gomma sostenibile e dei prodotti chimici da rinnovabili. La partnership coniuga le competenze di Versalis nella ricerca

sul guayule, nello sviluppo dell'ingegneria di processo e del mercato di prodotti da fonti rinnovabili su scala commerciale con la leadership di Bridgestone nella coltivazione e nella tecnologia di produzione del guayule. Avviati nel novembre 2017, in un tempo record di 26 mesi, gli impianti per la produzione

degli elastomeri di Lotte Versalis Elastomers (LVE), joint venture paritetica Versalis-Lotte Chemical. Il complesso industriale è costituito da tre impianti con una capacità complessiva di 200 mila tonnellate/anno per la produzione di elastomeri per pneumatici ed altri componenti del settore automotive.

## REFINING & MARKETING

### STRATEGIA

La priorità del business Refining & Marketing sarà quella del consolidamento della redditività e del mantenimento di un adeguato livello di autofinanziamento, con un utile operativo adjusted di €0,9 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato 2018-2021 pari a €2,1 miliardi cumulato nel 2018-2021. Tali obiettivi saranno raggiunti attraverso:

- riduzione del margine di break-even dell'attività di raffinazione a circa 3 \$/bl a fine 2018;
- completamento della riconversione green del sito di Gela e della seconda fase della green refinery di Venezia;
- nel marketing consolidamento della presenza nei paesi in cui operiamo;
- crescente impiego della leva digitale per l'ottimizzazione delle attività operative e il conseguimento di una sempre maggiore efficienza.

### OBIETTIVI

Margine  
di break-even

~3 \$/barile  
a fine 2018

Utile operativo  
adjusted

€0,9 mld  
nel 2021

Free cash flow  
cumulato

€2,1 mld  
nel 2018-2021

83192/652

### APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 2017 sono state acquistate 24,28 milioni di tonnellate di petrolio (23,35 milioni di tonnellate nel 2016) di cui 3,51 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 9,83 milioni di tonnellate sul mercato spot e 10,94 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con

contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 40% dal Medio Oriente, 19% Asia Centrale, 15% dalla Russia, 12% dall'Italia, 10% dall'Africa Settentrionale, 2% dal Mare del Nord, 1% dall'Africa Occidentale e 1% da altre aree.

#### Acquisti

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Gregglequity		3,51	3,43	5,04	0,08	2,3
Altri greggi		20,77	19,92	19,76	0,85	4,3
<b>Totale acquisti di greggi</b>		<b>24,28</b>	<b>23,35</b>	<b>24,80</b>	<b>0,93</b>	<b>4,0</b>
Acquisti di semilavorati		0,96	1,35	1,66	(0,39)	(28,9)
Acquisti di prodotti		10,92	11,20	10,68	(0,28)	(2,5)
<b>TOTALE ACQUISTI</b>		<b>36,16</b>	<b>35,90</b>	<b>37,14</b>	<b>0,26</b>	<b>0,7</b>
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,34)	(0,37)	(0,41)	0,03	(8,1)
Altre variazioni <sup>(a)</sup>		(1,76)	(1,92)	(1,22)	0,16	(8,3)
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>		<b>34,06</b>	<b>33,61</b>	<b>35,51</b>	<b>0,45</b>	<b>1,3</b>

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

### RAFFINAZIONE

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2017 sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in flessione del 2% rispetto al 2016 a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.

In Italia la diminuzione dei volumi processati (-2,1%) riflette principalmente i fenomeni precedentemente citati. In aumento (+14,3%) rispetto al 2016 i volumi di green feedstock processati presso la Raffineria di Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 2,87 milioni di tonnellate

sono diminuite di circa 40 mila tonnellate (-1,4% per il maggior impatto delle ferme di manutenzione 2017 di BayernOil, rispetto a quelle di PCK del 2016).

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,03 milioni di tonnellate, in calo del 7,7% (pari a 1,34 milioni di tonnellate).

Il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari all'82,6%. Il 15,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento rispetto al 2016 (14,8%).

#### Disponibilità di prodotti petroliferi

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>ITALIA</b>						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		16,03	17,37	18,37	(1,34)	(7,7)
Lavorazioni in conto terzi		(0,34)	(0,27)	(0,38)	(0,07)	25,9
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		5,46	4,51	4,73	0,95	21,1
<b>Lavorazioni in conto proprio</b>		<b>21,15</b>	<b>21,61</b>	<b>22,72</b>	<b>(0,46)</b>	<b>(2,1)</b>
Consumi e perdite		(1,36)	(1,53)	(1,52)	0,17	(11,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni		19,79	20,08	21,20	(0,29)	(1,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		6,74	6,28	6,22	0,46	7,3
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,46)	(0,39)	(0,48)	(0,07)	17,9
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,34)	(0,37)	(0,41)	0,03	(8,1)
Prodotti venduti		25,73	25,60	26,53	0,13	0,5
<b>Totale lavorazioni green</b>		<b>0,24</b>	<b>0,21</b>	<b>0,20</b>	<b>0,03</b>	<b>14,3</b>

#### ESTERO

Lavorazioni in conto proprio		2,87	2,91	3,69	(0,04)	(4,4)
Consumi e perdite		(0,22)	(0,22)	(0,23)		
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,65	2,69	3,46	(0,04)	(4,5)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,36	4,72	4,77	(0,36)	(7,6)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,46	0,40	0,48	0,06	15,0
Prodotti venduti		7,47	7,81	8,71	(0,34)	(4,4)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		24,02	24,52	26,41	(0,60)	(2,0)
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity		3,51	3,43	5,04	0,08	2,3
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		33,20	33,41	35,24	(0,21)	(0,6)
Vendite di greggi		0,86	0,20	0,27	0,66	**
<b>TOTALE VENDITE</b>		<b>34,06</b>	<b>33,61</b>	<b>35,51</b>	<b>0,45</b>	<b>1,3</b>

83192/653

### DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (33,20 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,21 milioni di tonnellate rispetto al 2016, con una diminuzione pari allo 0,6%, per effetto principalmente delle minori ven-

dite extrarete in Italia e della cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel corso del secondo semestre 2016.

#### Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Rete		6,01	5,93	5,96	0,08	1,3
Extrarete		7,64	8,16	7,84	(0,52)	(6,4)
Petrolchimica		0,86	1,02	1,17	(0,16)	(15,7)
Altre vendite		11,22	10,49	11,56	0,73	7,0
<b>Vendite In Italia</b>		<b>25,73</b>	<b>25,60</b>	<b>26,53</b>	<b>0,13</b>	<b>0,5</b>
Rete Resto d'Europa		2,53	2,66	2,93	(0,13)	(4,9)
Extrarete Resto d'Europa		3,03	3,18	3,83	(0,15)	(4,7)
Extrarete mercati extra europei		0,45	0,43	0,43	0,02	4,7
Altre vendite		1,46	1,54	1,52	(0,08)	(5,2)
<b>Vendite all'estero</b>		<b>7,47</b>	<b>7,81</b>	<b>8,71</b>	<b>(0,34)</b>	<b>(4,4)</b>
<b>VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO</b>		<b>33,20</b>	<b>33,41</b>	<b>35,24</b>	<b>(0,21)</b>	<b>(0,6)</b>

#### Vendite rete Italia

Le vendite sulla rete in Italia (6,01 milioni di tonnellate) sono in lieve crescita rispetto al 2016 (circa 80 mila tonnellate, +1,3%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.588 mila litri) ha registrato un aumento di circa 40 mila litri rispetto al 2016. La quota di mercato media del 2017 è del 25% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2016 (24,3%).

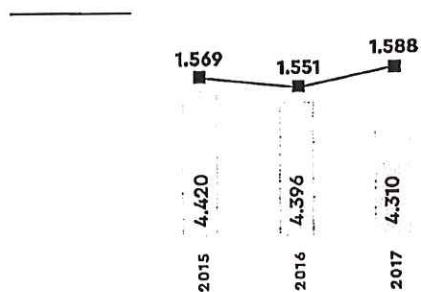
Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.310 stazioni di servizio con una riduzione di 86 unità rispetto al 31 dicembre 2016 (4.396 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (25 unità) e dal saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (56 unità) e concessioni autostradali (5 unità).

#### Vendite per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
<b>Italia</b>		<b>13,65</b>	<b>14,09</b>	<b>13,80</b>	<b>(0,44)</b>	<b>(3,1)</b>
<b>Vendite rete</b>		<b>6,01</b>	<b>5,93</b>	<b>5,96</b>	<b>0,08</b>	<b>1,3</b>
Benzina		1,51	1,53	1,60	(0,02)	(1,3)
Gasolio		4,08	3,99	3,96	0,09	2,3
GPL		0,38	0,36	0,36	0,02	5,6
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
<b>Vendite extrarete</b>		<b>7,64</b>	<b>8,16</b>	<b>7,84</b>	<b>(0,52)</b>	<b>(6,4)</b>
Gasolio		3,36	3,70	3,69	(0,34)	(9,2)
Oli combustibili		0,08	0,14	0,12	(0,06)	(42,9)
GPL		0,21	0,22	0,22	(0,01)	(4,5)
Benzina		0,44	0,49	0,38	(0,05)	(10,2)
Lubrificanti		0,08	0,08	0,07		
Bunker		0,85	1,01	1,07	(0,16)	(15,8)
Jet fuel		1,96	1,82	1,60	0,14	7,7
Altri prodotti		0,66	0,70	0,69	(0,04)	(5,7)
<b>Estero (rete + extrarete)</b>		<b>6,01</b>	<b>6,27</b>	<b>7,19</b>	<b>(0,26)</b>	<b>(4,1)</b>
Benzina		1,21	1,27	1,51	(0,06)	(4,7)
Gasolio		3,29	3,44	3,98	(0,15)	(4,4)
Jet fuel		0,50	0,62	0,65	(0,12)	(19,4)
Oli combustibili		0,13	0,13	0,17		
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10		
GPL		0,51	0,49	0,51	0,02	4,1
Altri prodotti		0,27	0,22	0,27	0,05	22,7
<b>TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE</b>		<b>19,66</b>	<b>20,36</b>	<b>20,99</b>	<b>(0,70)</b>	<b>(3,4)</b>

**STAZIONI DI SERVIZIO IN ITALIA ED EROGATO MEDIO**

Impianti (numero)  
– Erogato medio (migliaia di litri)

**Vendite rete Resto d'Europa**

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,53 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione del 4,9% rispetto al periodo di confronto. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel corso del secondo semestre 2016. A parità di perimetro, escludendo l'effetto delle citate cessioni, le vendite aumentano dell'1,1% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Austria e Germania.

Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.234 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente in Germania.

L'erogato medio (2.440 mila litri) è aumentato di 100 mila litri rispetto al 2016 (2.340 mila litri).

**Vendite sul mercato extrarete e altre vendite**

Le vendite extrarete in Italia pari a 7,64 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione di circa 0,52 milioni di tonnellate, pari al 6,4%, rispetto al 2016 per effetto dei minori volumi commercializzati di gasoli, bunker e oli combustibili compensati dalle maggiori vendite di jet fuel e bitumi.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,03 milioni di tonnellate, sono diminuite del 4,7% rispetto al 2016 per effetto dei minori volumi venduti in Austria e Francia oltre le citate dimissioni nell'Europa dell'Est, compensate dai maggiori volumi in Svizzera e Germania. Le vendite al settore Petrochimica (0,86 milioni di tonnellate) sono in riduzione del 15,7%.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,68 milioni di tonnellate) sono in diminuzione di circa 0,65 milioni di tonnellate, pari al 5,4%, per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

**CHIMICA****STRATEGIA**

La priorità nel business della Chimica sarà il consolidamento dei risultati economico-finanziari con un utile operativo adjusted in crescita e pari a €0,4 miliardi nel 2021 e free cash flow cumulato di circa €0,3 miliardi nell'arco di piano. Tali obiettivi saranno raggiunti attraverso:

- consolidamento del footprint produttivo attraverso l'aumento dell'integrazione, l'efficienza, il migliore utilizzo degli asset esistenti e la realizzazione di nuovi impianti;
- upgrade del portafoglio mediante l'incremento dei prodotti differenziati, lo sviluppo di nuovi prodotti da attività R&S nonché l'acquisizione di nuove tecnologie;
- sviluppo internazionale rafforzando la propria presenza in Asia e aumentando la presenza commerciale nelle Americhe e in Estremo Oriente;
- consolidamento delle iniziative "green" in coerenza con la stra-

tegia di decarbonizzazione, facendo ricorso a materie prime di origine naturale e sviluppando tecnologie "bio".

**OBIETTIVI**

**Upgrade del portafoglio verso prodotti differenziati**

**Utile operativo adjusted**

**€0,4 mld**  
nel 2021

**Free cash flow cumulato**

**~ €0,3 mld**  
nel quadriennio

**Disponibilità e vendite di prodotti**

	(migliaia di tonnellate)				
	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Intermedi					
Polimeri	3.458	3.417	3.334	41	1,2
Produzioni	2.360	2.229	2.366	131	5,9
Consumi e perdite	5.818	5.846	5.700	172	3,0
Acquisti e variazioni rimanenze	(2.584)	(2.166)	(1.908)	419	19,3
<b>TOTALE DISPONIBILITÀ</b>	<b>478</b>	<b>279</b>	<b>9</b>	<b>199</b>	<b>21,3</b>
Intermedi					
Polimeri	3.712	3.759	3.801	(47)	(1,3)
Produzioni	1.820	1.970	1.883	(150)	(7,6)
Consumi e perdite	1.892	1.789	1.918	103	5,8
Acquisti e variazioni rimanenze	3.712	3.759	3.801	(47)	(1,3)
<b>TOTALE VENDITE</b>	<b>3.712</b>	<b>3.759</b>	<b>3.801</b>	<b>(47)</b>	<b>(1,3)</b>

83192/655

**Le vendite** di prodotti petrolchimici di 3.712 mila tonnellate sono in leggera riduzione rispetto al 2016 (-47 mila tonnellate; -1,3%). Le flessioni più significative si sono registrate nelle olefine (-7,1%) e nei derivati (-14,1%), parzialmente compensate dalle maggiori vendite del polietilene (+10,8%).

I prezzi medi unitari sono incrementati del 16% rispetto al 2016, nel business intermedi (+27%), principalmente il butadiene in aumento dell'88,3% e nel business dei polimeri (+13%) che riflette il prezzo degli stirenici (+14,8%) e degli elastomeri (+24,1%).

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.818 mila tonnellate sono aumentate di 172 mila tonnellate (+3%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business del polietilene (+14,6%) e degli elastomeri (+5,9%); le produzioni di intermedi sono in leggero aumento (+1,2%).

I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Ragusa (+90%) per il recupero della capacità produttiva a seguito di un disservizio dello stabilimento avvenuto nel 2016, nei siti di Ravenna e Dunkerque (olefine) e di Ferrara e Mantova (polimeri stirenici) per minori fermate produttive. In calo la produzione presso i siti di Marghera, Mantova (derivati) e Dunastyr per le fermate programmate.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2016. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 72,8% superiore al 2016 (71,4%).

## ANDAMENTO PER BUSINESS

### Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.988 milioni) sono aumentati del 17,8% (+€300 milioni rispetto al 2016) 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 diminuite del 7,6%, in particolare l'etilene (-16%) e i derivati (-14,1%) per fermata programmata degli impianti di Mantova.

I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 27,1%, in particolare nelle olefine (+25,8%), aromatici (+29,2%) e derivati (+26,7%).

Le produzioni di intermedi (3.458 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'1,2% rispetto al 2016. Si registrano incrementi nelle olefine (+4,3%) e riduzioni nei derivati (-11,2%).

### Investimenti tecnici

#### Refining

#### Marketing

#### Chimica

#### TOTALE

### Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.730 milioni) sono aumentati del 14,7% (+€350 milioni rispetto al 2016) grazie ai maggiori volumi di vendita (+6%) nonché all'aumento dei prezzi medi unitari (+13%).

Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei prezzi delle materie prime (stirene) con un incremento dei prezzi medi di vendita (+14,8%); in leggero calo i volumi venduti (-2%).

In aumento i volumi di vendita del polietilene (+8,3%), mentre si rileva una diminuzione dei prezzi medi (-2,2%).

L'incremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alle maggiori vendite di gomme commodities (BR +15,8%), di gomme speciali EPDM (+23,2%) e lattici (+0,8%); in calo i volumi di gomme termoplastiche (-14,5%) e SBR (-8,7%).

La riduzione dei volumi venduti degli stirenici (-2%) è attribuibile principalmente alle minori vendite di stirene (-18,4%) e di polistirolo compatto (-1,4%) solo in parte compensati dalle maggiori vendite di ABS/SAN (+3,2%) e di polistirolo espandibile (+3,4%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (+10,8%) con maggiori vendite di EVA (+17,7%), LDPE (+31,6%) e di HDPE (+7,8%).

Le produzioni di polimeri (2.360 migliaia di tonnellate) sono aumentate del 5,9% rispetto al 2016, in particolare, per le maggiori produzioni di polietilene (+14,6%). In crescita le produzioni nel business elastomeri (+5,9%), in particolare le gomme BR (+12,4%) e EPDM (+25,1%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di polistirolo espandibile (+6%) e di ABS/SAN (+17,9%) mentre è in calo la produzione di stirene (-5,9%) a causa della fermata programmata dell'impianto di Mantova.

## INVESTIMENTI TECNICI

Gli investimenti tecnici del settore di €729 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€395 milioni), finalizzati essenzialmente ai lavori di ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) l'attività di marketing (€131 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e Resto d'Europa; (iii) interventi di potenziamento (€84 milioni), manutenzione (€42 milioni), mantenimento (€42 milioni), nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente (€35 milioni) nell'ambito della Chimica (€203 milioni).

[€ milioni]	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Refining	395	298	282	97	32,6
Marketing	131	123	126	8	6,5
Chimica	526	421	408	105	24,9
<b>TOTALE</b>	<b>729</b>	<b>664</b>	<b>628</b>	<b>65</b>	<b>9,8</b>