

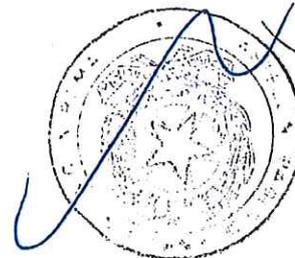
ALLEGATO "E"
ROGITO 23053

83192/596

Relazione Finanziaria Annuale 2017

Manfredi

Manfredi



Manfredi

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.

**BILANCIO
DI ESERCIZIO**

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

ALLEGATI

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



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

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

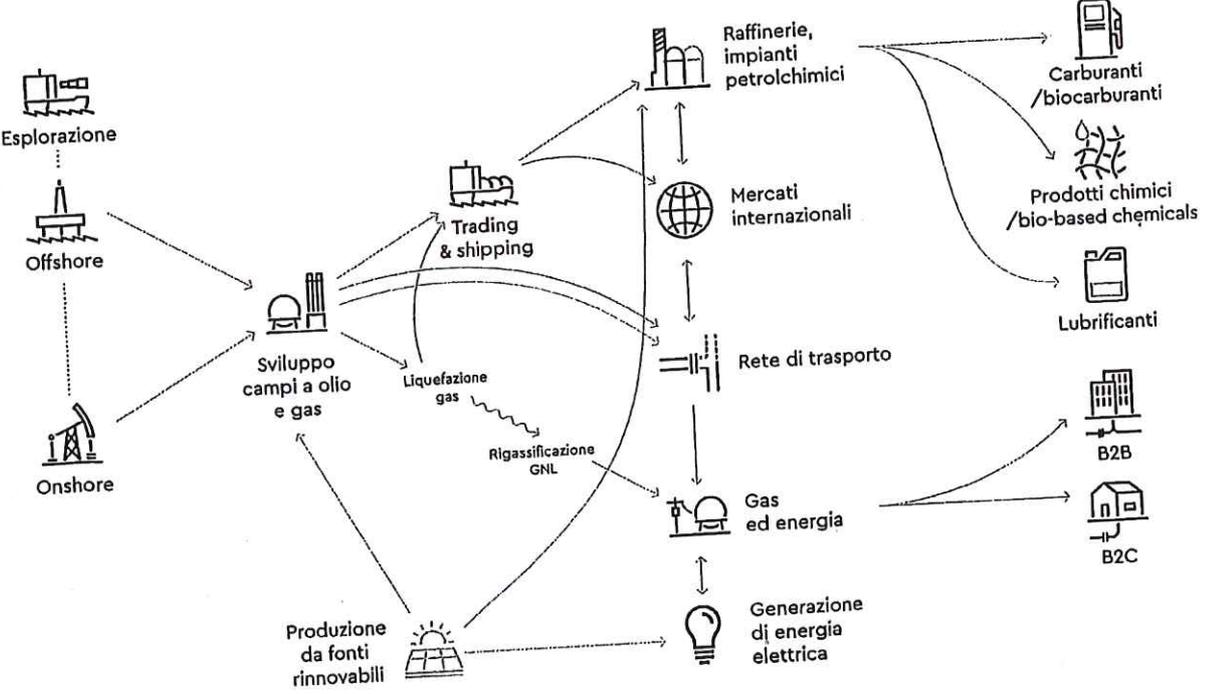
UPSTREAM

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, Kazakhstan, 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.



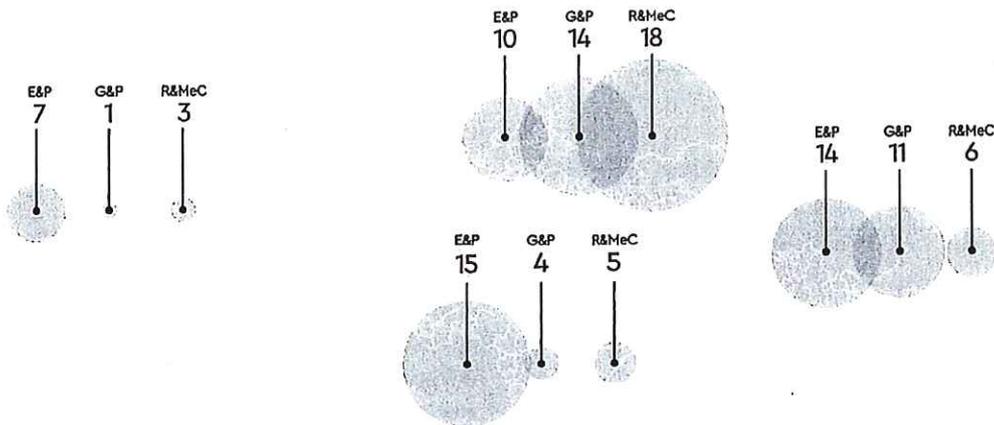
83 192/600

ENI RELAZIONE FINANZIARIA ANNO 2017

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



Muscard

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

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

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

AMERICA	E&P	G&P	R&MeC
Argentina	•		
Canada	•		
Ecuador	•		•
Messico	•	•	•
Stati Uniti	•	•	•
Trinidad & Tobago	•		
Venezuela	•		

ENI È PRESENTE IN **71** PAESI



Handwritten signature and scribbles over the America table.

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 analoga 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, v) lo stretto controllo dei costi, dei tempi e dei rischi progettuali e infine vi) il mantenimento dell'operatorship nella maggior parte delle iniziative.

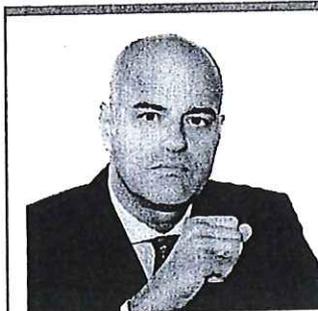
I successi esplorativi a contenuti costi unitari, la riduzione del time-to-market delle riserve e l'efficienza nei costi operativi hanno determinato la costante riduzione del costo full-cycle del barile prodotto, oggi al di sotto dei 30 \$/bl per i nuovi progetti in corso di realizzazione.

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 ride-termina 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

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 rideterminano 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 consolidi 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/Meleiha 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 RIFINAZIONE FINANZIARIA ANNUALE 2017

nazionale selettiva. Le leve saranno il potenziamento dei 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 consolideremo la nostra presenza nei paesi in cui operiamo.

Tutte le azioni e gli obiettivi menzionati sono stati testati per verificarne 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, riguardando 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.

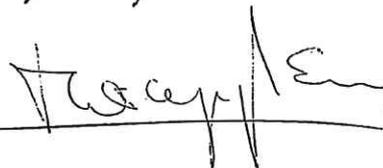
15 marzo 2018

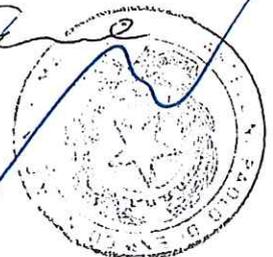
per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato


PROFILO DELL'ANNO

83192/605

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 (Nooras).

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 Tecoailli che fa seguito a quelle di Amoca e Miztòn, 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 km² 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

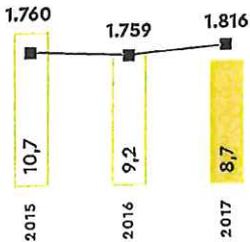
10,4 \$/BOE

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

83 192 / bob

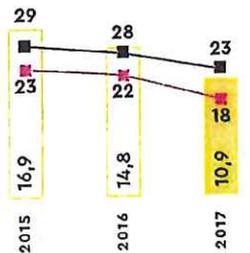
CRESCITA PRODUTTIVA

■ Investimenti tecnici (€ milioni)
- Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)



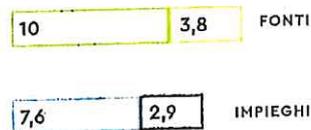
SOLIDA STRUTTURA FINANZIARIA

■ Indebitamento finanziario netto (€ milioni)
- Leverage (%)
- Gearing (%)



EQUILIBRIO FINANZIARIO 2017 (€ miliardi)

■ Flusso di cassa netto
■ Dimissioni nette
■ Investimenti netti
■ Dividendi



FONTI

IMPIEGHI

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

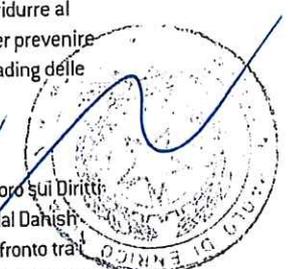
I barili sversati a seguito di oil spill operativi (maggiori di un barile), riconducibili per il 94% al settore E&P, sono più che raddoppiati rispetto al 2016. La causa principale è stata la fuoriuscita da serbatoio del Centro Olio Val d'Agri (COVA) dove Eni ha attuato tutte le contromisure necessarie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

Manca

Manca



Me

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 ^(a)	5.803	2.315	4.486
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}	2.379	(340)	803
Utile (perdita) netto ^(b)	3.374	(1.051)	(7.952)
Utile (perdita) netto - discontinued operations ^(b)		(413)	(826)
Utile (perdita) netto di Gruppo ^(b) (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 ^(c)	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 ^(d)	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 ^(d)	(€ 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	(€)	0,94	(0,29)	(2,21)
- per azione ^(a)	(\$)	2,12	(0,65)	(4,90)
- per ADR ^{(a)(b)}				
Utile (perdita) netto adjusted	(€)	0,66	(0,09)	0,37
- per azione ^(a)	(\$)	1,49	(0,20)	0,82
- per ADR ^{(a)(b)}				
Cash flow	(€)	2,81	2,13	3,58
- per azione ^(a)	(\$)	6,35	4,72	7,95
- per ADR ^{(a)(b)}				
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 ^(c)		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.

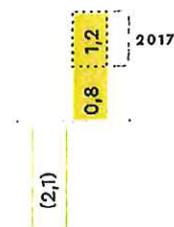
(c) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

83 192 | 608

**UTILE OPERATIVO ADJUSTED
MID-DOWNSTREAM**

(€ miliardi)

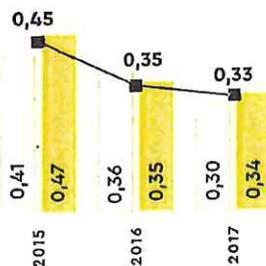
■ 2015-2017
■ 2012-2014



**TRIR - INDICE DI FREQUENZA INFORTUNI
TOTALI REGISTRABILI**

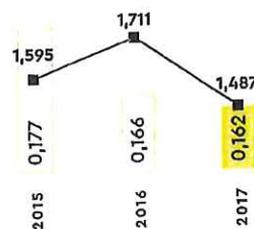
(Infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000

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



**ECCELLENZA OPERATIVA
UPSTREAM**

■ Indice di intensità GHG (tonnellate di CO₂eq/tep)
- Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% (GJ/tep)



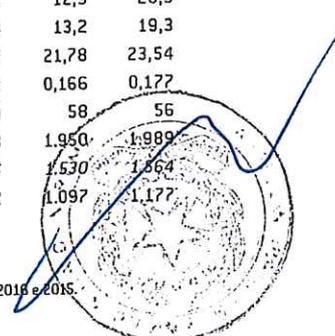
Manca

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/ore 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 operativi		3.236	4.682	14.847
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	42,52	41,46	42,32
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		32,65	31,99	32,22
CO ₂ equivalente da flaring		6,83	5,40	5,91
CO ₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		1,46	2,40	2,79
CO ₂ equivalente da venting		1,58	1,67	1,80

Manca

		2017	2016	2015
Exploration & Production				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.970	12.494	12.821
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,34	0,34
Riserve certe di 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 ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.816	1.759	1.760
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe	(%)	103	193	148
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	8,7	2,0	(3,8)
Opex per boe ^(a)		6,6	6,2	7,2
Cash flow per boe ^(a)		20,2	12,9	20,9
Finding & Development cost per boe ^(a)		10,4	13,2	19,3
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	23,45	21,78	23,54
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(d)	(tonnellate di CO ₂ 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	1.664
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.022	1.097	1.177



Me

(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.

83192/609

		2017	2016	2015
<i>Gas & Power</i>				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.313	4.261	4.484
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,37	0,29	0,89
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	80,83	86,31	87,72
di cui: in Italia		37,43	38,43	38,44
internazionali		43,40	47,88	49,28
Clients in Italia	(milioni)	7,7	7,8	7,9
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,23	11,17	10,57
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ 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
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>				
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.916	10.858	10.995
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore 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 ₂ eq)	7,82	8,50	8,19
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x 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 ₂ eq/kt)	258	278	253
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.818	5.646	5.700
Vendite di prodotti petrolchimici		3.712	3.759	3.801
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	73	72	73

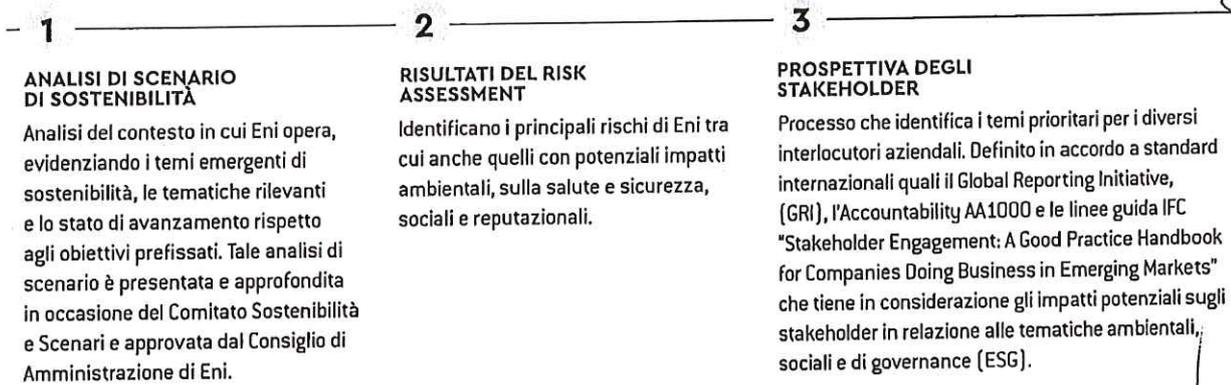
83192/610

TEMI RILEVANTI DI SOSTENIBILITÀ E PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

Man

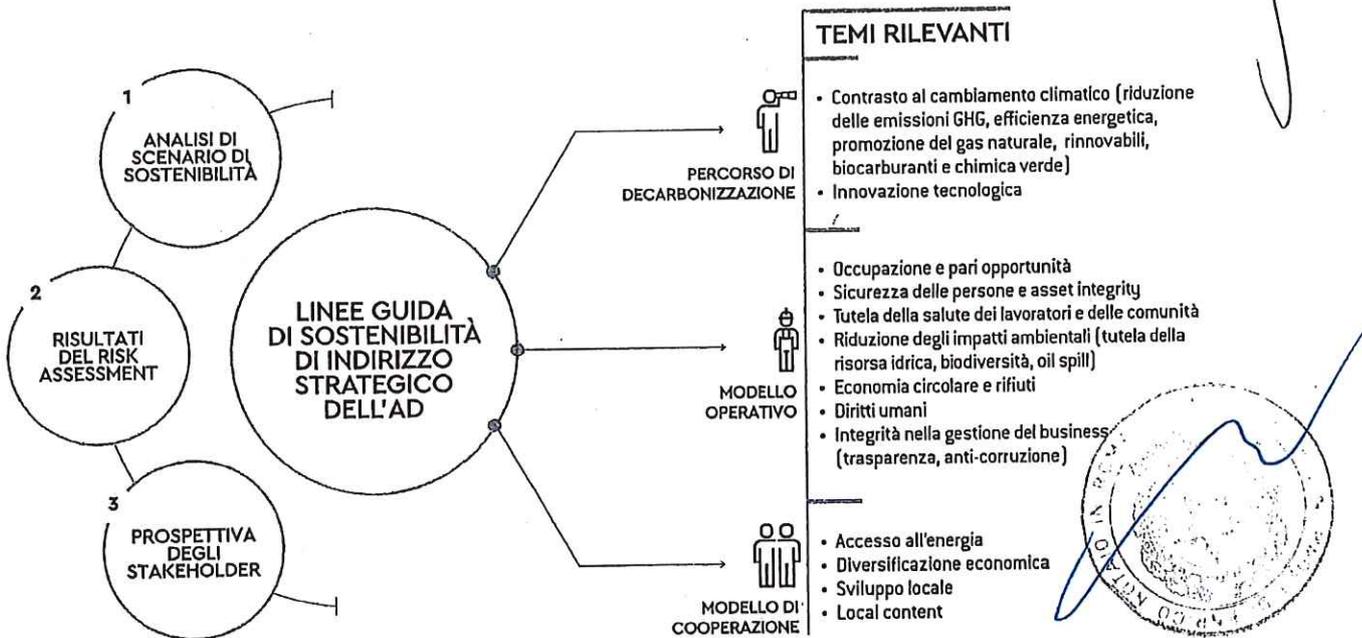
Processo di determinazione dei temi rilevanti di sostenibilità per Eni

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 prioritizzazione che comprende:



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 dall'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).

Man



83192/6.11

Eni Reporting Framework Annual Report 2017

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
PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2017 	Piano di comunicazione interno focalizzato su strategia, obiettivi, risultati di Eni e sui temi dell'integrazione, declinato in: a) Organizzazione e processo (Leadership Meeting; Global Engage; NOI per la squadra; Safety & Environment Day 2017); b) Integrazione di competenze ed esperienze (sharing di best practices, storytelling, supporto all'organizzazione e alla comunicazione di iniziative dedicate); c) Cultura e comportamenti. Incontro con i sindacati nazionali e internazionali, nell'ambito del Global Framework Agreement ⁽¹⁾ , per un confronto sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori.	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, Kazakhstan e Ghana. Dialogo continuo con il Community Resettlement Committee nell'area di Palma e Mozambico, a supporto del processo di resettlement.	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.	Presentazione del piano strategico a Londra e Milano e Road-show del top management. Conference call sui risultati trimestrali. Partecipazione a conferenze 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.
TEMI MATERIALI 				
Integrità e trasparenza				
Cambiamento climatico ed efficienza energetica				
Salute e sicurezza sul lavoro				
Clima organizzativo e welfare				
Gestione degli impatti ambientali				
Tutela dei diritti umani				
Creazione di valore economico e finanziario				
Correttezza e trasparenza delle politiche commerciali				
Gestione sostenibile della supply chain				
Relazioni con le comunità e sviluppo				
Asset Integrity e gestione delle emergenze				
Corporate governance				
Sfide per lo sviluppo				
Rischi e vulnerabilità nel settore energetico				
Capacità di risposta alle esigenze dei clienti				

(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.

83 192/613

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

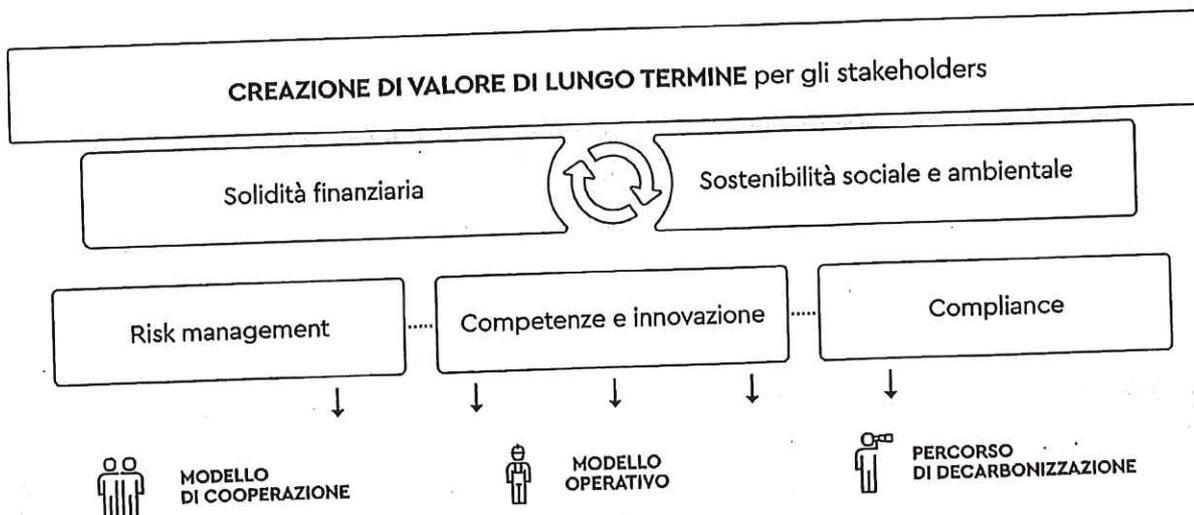
obiettivi operativi coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale, che fa leva su:

- 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.

83192/16/14

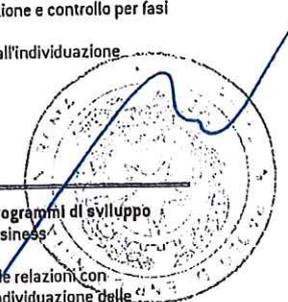
Eni Revisione Finanziaria Annuale 2017

 PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	DIMENSIONE  CAMBIAMENTO CLIMATICO	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • Funzione organizzativa centrale dedicata al climate change • 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 • 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 • Energy Solutions: sviluppo del business della produzione di energia da fonti rinnovabili e gestione dei relativi asset tramite società dedicate
---	---	--

 MODELLO OPERATIVO	DIMENSIONE  PERSONE	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • 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 • Sistema di knowledge management per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali • 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 • 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 • Sistema di gestione di security finalizzato a garantire la tutela delle persone Eni in Paesi ad alta criticità • Sistema di welfare per la conciliazione vita-lavoro e potenziamento servizi al dipendente e familiari
	 SICUREZZA	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • Sistema di gestione della salute e sicurezza dei lavoratori secondo lo standard BS OHSAS 18001, utilizzato in maniera standardizzata in tutte le attività operative • 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) • Preparazione e risposta alle emergenze con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente
	 RISPETTO PER L'AMBIENTE	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • 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 • Applicazione processo ESHIA (Environmental Social & Health Impact Assessment) in tutti i progetti • 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 • Gruppo di Lavoro Biomasse: attuazione degli impegni dichiarati nella Posizione Eni su biomasse e olio di palma
	 DIRITTI UMANI	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • Processo di gestione sui diritti umani regolato da una Management System Guideline • Gruppo di Lavoro su Business e Diritti Umani: per allineare ulteriormente i processi aziendali ai principali standard e best practice internazionali • Applicazione processo ESHIA in tutti i progetti, integrato con l'analisi degli impatti sui diritti umani • Analisi specifiche degli impatti sui diritti umani, denominate HRIA (Human Rights Impact Assessment)
	 TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • Struttura organizzativa "Anti-Corruption Compliance" alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato • Compliance Program Anti-Corruzione: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione • Sistema di gestione anti-corruzione certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016 • 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)
	 FORNITORI	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • 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 al Social Accountability Standard (SAB000)
	 INNOVAZIONE	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata per meglio condividere e valorizzare il know-how • Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica secondo le best practice della R&S (pianificazione e controllo per fasi che seguono la maturità della tecnologia) • Continuo aggiornamento delle procedure relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali attinenti alla R&S

 MODELLO DI COOPERAZIONE	DIMENSIONE  COMUNITÀ LOCALI	MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE <ul style="list-style-type: none"> • Referente di sostenibilità a livello locale, che si interfaccia con la sede centrale per definire programmi di sviluppo per le comunità locali in linea con i piani di sviluppo nazionali ad integrazione dei processi di business • Applicazione processo ESHIA in tutti i progetti • Piattaforma (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 • 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 • Sistema di rilevazione, mitigazione e monitoraggio dei rischi legati ai rapporti con gli stakeholder locali
---	---	--

me



SCENARIO E STRATEGIA

83 192 / 615

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



INVESTIMENTI
CUMULATI

<€32 mld
nel quadriennio



CASH
NEUTRALITY

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



LEVERAGE
TARGET

0,20-0,25

83192/016

Eni Relazione Finanziaria 2017

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.

M. Rossi

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.

M. Rossi

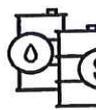
OBIETTIVI 2018-2021 UPSTREAM

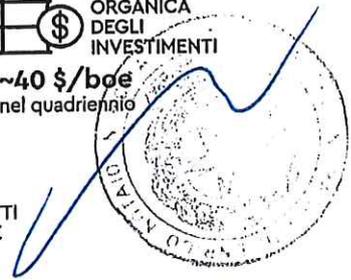
 **PRODUZIONE IDROCARBURI CAGR 2017-2021**
+3,5%
produzione organica

 **RISORSE ESPLORATIVE**
2 mld boe
nel quadriennio

 **COPERTURA ORGANICA DEGLI INVESTIMENTI**
~40 \$/boe
nel quadriennio

 **FREE CASH FLOW CUMULATO**
~€22 mld
nel quadriennio

 **BREAK-EVEN COMPLESSIVO NUOVI PROGETTI IN ESECUZIONE**
<30 \$/boe



Me

83 192/617

| 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

 GNL
VOLUMI
CONTRATTUALIZZATI
12 mln ton/a
nel 2021

 RAFFINAZIONE
MARGINE
BREAK-EVEN
~3 \$/barile
a fine 2018

 RISULTATO
OPERATIVO
ADJUSTED
€2 mld
nel 2021

 FREE
CASH FLOW
CUMULATO
€4,7 mld
nel quadriennio

83 192/618

ENI RENDICONTI FINANZIARI ANNUALI 2017

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 CO₂. 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

 **EMISSIONI DIRETTE GHG UPSTREAM**
-43%
rispetto al 2014

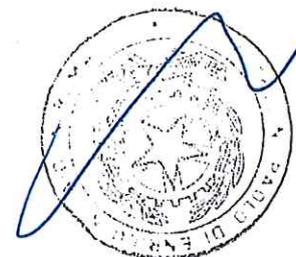
 **GAS FLARED**
zero routine
gas flaring

 **EMISSIONI DELLE FUGGITIVE DI METANO**
-80%
rispetto al 2014

 **PRODUZIONE IDROCARBURI CAGR**
+3%
rispetto al 2021

 **VOLUMI GNL CONTRATTUALIZZATI**
14 mln ton/a
nel 2025

 **CAPACITÀ INSTALLATA DA ENERGIE RINNOVABILI**
5 GW



Me

83 192/619

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 rischi¹ 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

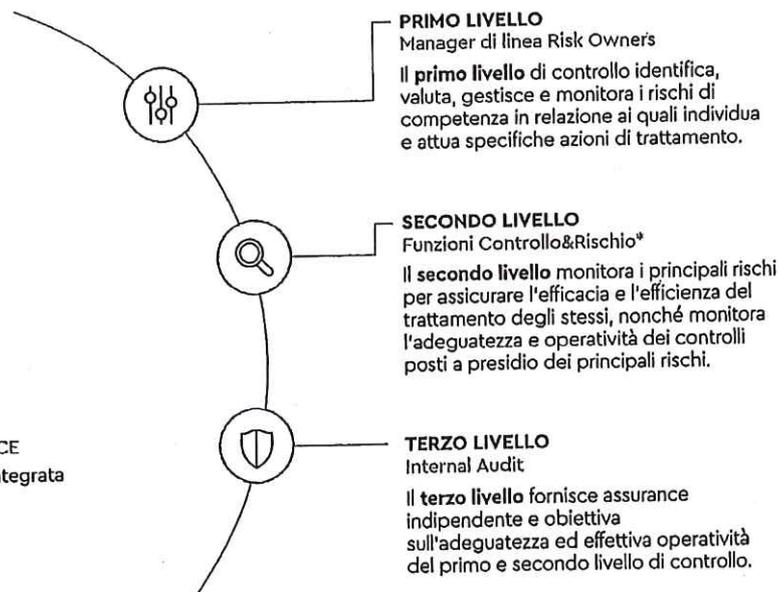
in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna linea di business e dei singoli processi, per una politica di governo dei rischi integrata. L'AD assicura inoltre che il processo RMI si evolva in coerenza con le dinamiche di business e di contesto normativo. Infine, il Comitato 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

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE



(*) 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

ENI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

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 inerente 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

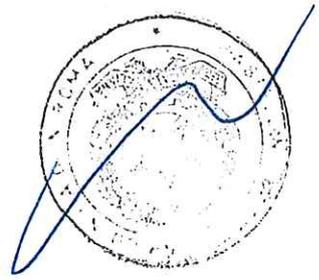
Assessment, che ha coinvolto 81 società controllate presenti in 28 Paesi, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim Top Risk Assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni e il trattamento dei top risk di Eni e dei principali rischi a livello di business. Le risultanze relative 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.

me

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.

me

83192/621

| Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

	PAESE 	PAESE/CONTROPARTE 
RISCHIO ESTERNO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Credit&Financing risk partner upstream, relativo al ritardo nell'incasso dei crediti o dei costi da recuperare.
	AZIONI DI TRATTAMENTO	<p>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.</p> <p>UPSTREAM</p> <ul style="list-style-type: none"> • Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione; • Securitization package, anche con ritiri in kind e/o utilizzo di escrow account dedicati; • Collaterali a mitigazione (garanzie sovrane, parent company guarantees, lettere di credito); • Negoziazione di carry agreement. <p>→ Rif. pag. 93-95</p>
RISCHIO STRATEGICO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	Rischio di imbalance tra la domanda e l'offerta globale di greggio.
	AZIONI DI TRATTAMENTO	<p>Climate change, con particolare riferimento ai driver correlati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione tecnologica e normativa, tematiche reputazionali), e ai driver fisico (fenomeni meteo-climatici estremi/cronici).</p> <p>PREZZO COMMODITY </p> <ul style="list-style-type: none"> • Riduzione del prezzo di break-even dei nuovi progetti di investimento, azioni di efficienza diffuse e piani di dismissione di asset. <p>→ Rif. pag. 92-93</p>
RISCHIO OPERATIVO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	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.
	AZIONI DI TRATTAMENTO	<p>INCIDENTI  </p> <ul style="list-style-type: none"> • Nuova metodologia di classificazione dei pozzi complessi e "Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi complessi; • 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); • Asset Integrity Management; • Sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti; • Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping tramite attività di vetting su navi ed operatori terzi. <p>→ Rif. pag. 95-96</p> <p>CONTENZIOSI CORRUZIONE </p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. • Presenza del Codice Etico e Modello 231 e attività di vigilanza sulla corretta applicazione (ODV); • Presenza della Direzione di Compliance Integrata a diretto riporto dell'AD Eni; • Monitoraggio continuo dell'evoluzione normativa e relativo adeguamento del corpo normativo interno (MSG, Compliance Program Anti-Corruzione, ecc.); • Costante attività formativa in materia di anti-corruzione e maggiore sensibilizzazione del management sulla cultura dell'etica aziendale e dell'integrità; • Processo di analisi e trattamento delle segnalazioni, attività di audit, presidio continuo nella gestione dei contenziosi da parte di strutture organizzative dedicate. <p>→ Rif. pag. 102</p>

83192/622

ENI RELAZIONE FINANZIARIA 2022

PAESE/CONTROPARTE EVOLUZIONE NORMATIVA G&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.

MID-DOWNSTREAM

- 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);
- Collaterali a mitigazione (pre-pagamenti, lettere di credito, garanzie bancarie e/o Parent Company Guarantees);
- Cessione crediti attraverso società di factoring;
- Riduzione del time to bill e assicurazione captive.

→ Rif. pag. 93-95

- 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);
 - Continuo dialogo con le istituzioni e le Autorità di regolamentazione, anche attraverso associazioni di categoria;
 - Possibilità di ricorrere contro gli interventi normativi e regolamentari delle Autorità competenti a tutela degli interessi di Eni.
- Rif. pag. 101

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.

- Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e del relativo processo di incentivazione;
- Piani di comunicazione mirati e iniziative di comunicazione delle strategie e attività Eni anche attraverso social media con un target prevalentemente istituzionale;
- 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;
- Sviluppo di strumenti di misurazione e monitoraggio della reputazione aziendale (RepLab) per tutte le categorie di stakeholder.

→ Rif. pag. 96

- Proseguimento del processo di ristrutturazione del portafoglio supply attraverso la rinegoziazione di prezzi-volumi;
 - 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;
 - Presidio continuo nella gestione degli arbitrati e negoziati da parte di strutture organizzative dedicate.
- Rif. pag. 101

CONTENZIOSI AMBIENTALI E SANITARI CYBER SECURITY 

Contenziosi 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.

- Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE0;
- Presenza di una struttura organizzativa trasversale dedicata all'assistenza legale su tematiche HSE;
- Definizione di percorsi con la Pubblica Amministrazione (accordi di programma, transazioni, ecc.);
- Presidio degli iter autorizzativi dei progetti di bonifica anche attraverso un dialogo continuo con gli stakeholder e gli enti competenti;
- Attività di sviluppo tecnologico con università internazionali e partnership con società di ingegneria ambientale.

→ Rif. pag. 96-100

- Modello di governance centralizzato della Cyber Security, con unità dedicate alla cyber intelligence e alla prevenzione, monitoraggio e gestione dei cyber attack;
- Presidi normativi dedicati alla gestione della sicurezza informatica e alla tutela delle informazioni;
- Piani operativi di aumento della sicurezza anche a livello di siti industriali, azioni di formazione e sensibilizzazione del personale;
- Sviluppo di una metodologia per la valutazione quantitativa del rischio residuo di Cyber Security.

→ Rif. pag. 99

GOVERNANCE

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance¹, 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 (7² 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 Rischi³, il Comitato Remunerazione⁴, 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 Board⁵, 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, possiedono 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. La composizione del Comitato in termini di conoscenza ed esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

(5) L'Advisory Board è presieduto dal Consigliere Fabrizio Pagani 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.

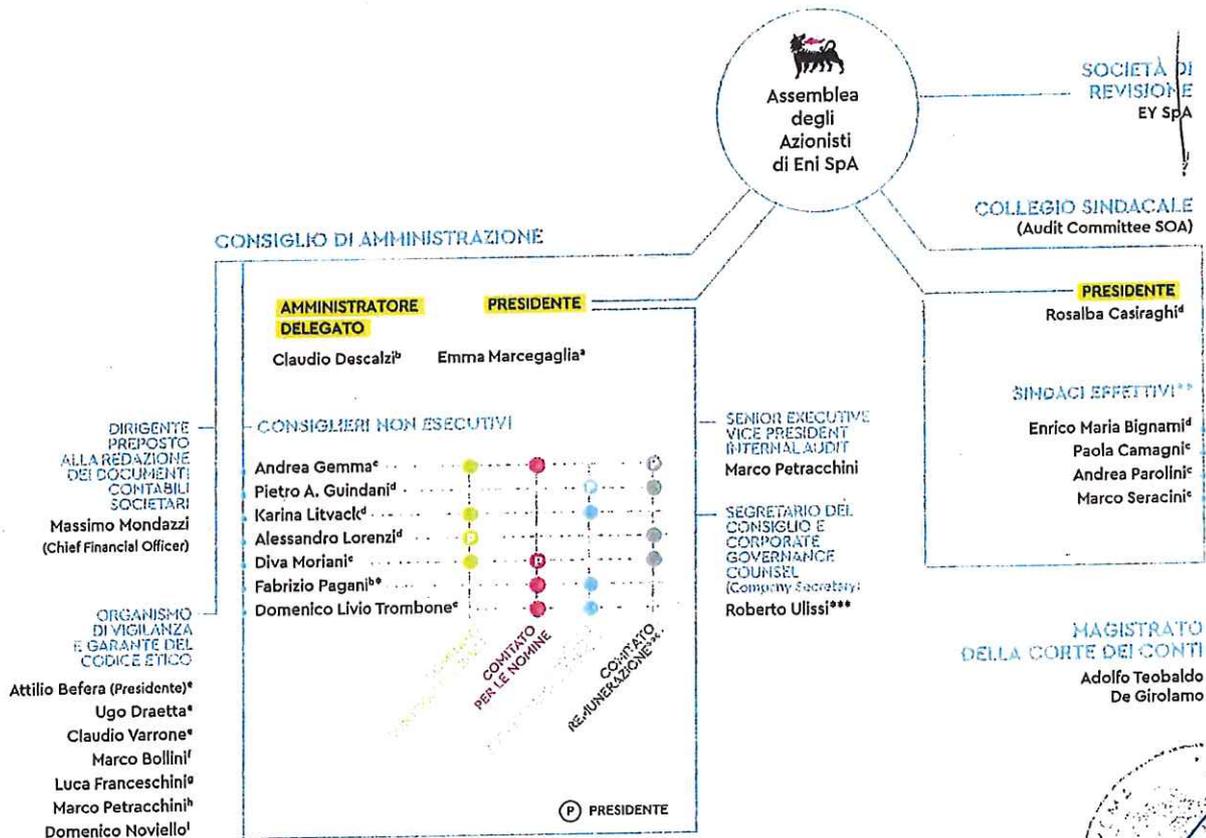
83192 1624

Handwritten signature

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 indipendenza⁶. 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 Legislazione e Contenzioso Lavoro.

- * Il Consiglio di Amministrazione del 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board, presieduto dal Consigliere Fabrizio Pagani, costituito da alcuni dei massimi esperti internazionali del settore energetico: Ian Bremmer, Christiana Figueres, Philipp Lambert e Davide Tabarelli.
- ** Si riportano di seguito le informazioni sui Sindaci supplenti: Stefania Bettoni - 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.



Handwritten signature

(6) Lo Statuto del Segretario del Consiglio e Corporate Governance Counsel (Company Secretary) è disponibile sul sito internet di Eni, nella sezione Governance.

83 192 / 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⁽⁷⁾, 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 Rischi, 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")⁽⁸⁾, 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 predispone 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.

83 192 / 676

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) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea⁹.

M. M. M.

g

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi¹⁰

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

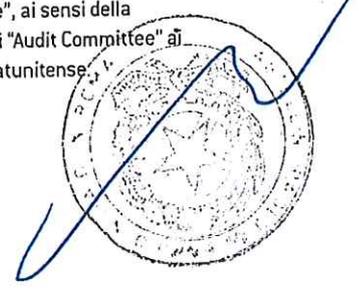
dal Consiglio, definiscono compiti, responsabilità e modalità di coordinamento tra i principali attori del sistema.

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.



me

[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.

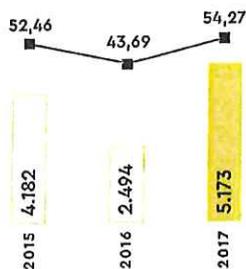
83 192 / 627

EXPLORATION & PRODUCTION



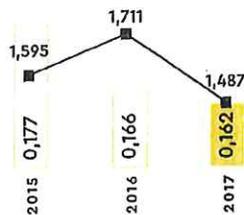
UTILE OPERATIVO ADJUSTED

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



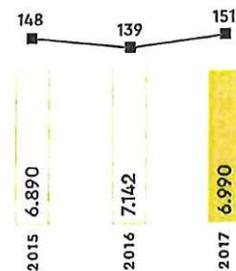
ECCELLENZA OPERATIVA UPSTREAM

■ Indice di intensità GHG (tonnellate di CO₂eq/tep)
- Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda 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 PIU' 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).

83 192 / 628

ENI Relazione Finanziaria 2017

Mascetti

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 OOCPEP, 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 Kazakhstan, 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

De

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 CO₂ e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO₂, 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).

83 192 / 1630

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 Nooros 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.

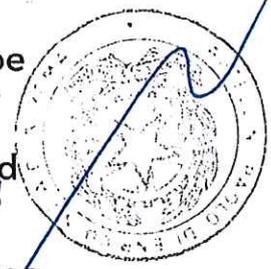
I principali fattori di rischio che potrebbero impattare la performance dell'upstream, soprattutto nel breve/medio termine, sono: (i) il rischio scenario connesso alle quotazioni del Brent. La principale azione di mitigazione è il focus sulla disciplina finanziaria. Gli investimenti del piano 2018-2021 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 sul 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 perseguendo: (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



Ne

83 192/634

RISERVE

GENERALITÀ¹

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 vigore²; 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 INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione³ 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 indipendenti⁴. 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/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2017⁴ 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 2017⁵.

(1) In linea con quanto previsto dalla US Security and Exchange Commission (SEC), la società è tenuta a strutturare l'informativa oil&gas per Paese/giacimento materiale. La stessa US SEC definisce tale materialità sulla base della soglia del 15% delle riserve certe attribuibili al singolo Paese/giacimento 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 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 nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2017.

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

83 192 / 632

Eni Reserves Fund 2017

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
Portafoglio: 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 Kazakhshtan 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 organico⁶ 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.

83 192/033

ENI RISERVE FINANZIARIE ANNO 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 dovrebbero 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 avvisi 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.

85192/634

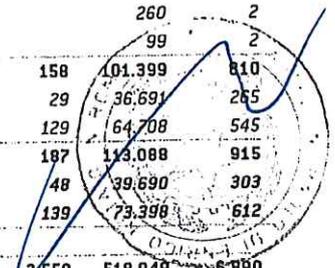
Riserve certe di petrolio e gas naturale

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate		2017			2016			2015	
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-Sahariana	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	744
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	20.484	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
Totale società consolidate	3.262	489.557	6.430	3.230	522.795	6.613	3.372	404.961	5.975
Sviluppate	2.220	269.987	3.967	2.190	261.756	3.884	2.100	251.994	3.720
Non sviluppate	1.042	219.570	2.463	1.040	261.039	2.729	1.272	152.967	2.255
Società in Joint venture e collegate									
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-Sahariana	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		149	2		359	4
Sviluppate		41	1		149	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		111	118	48.188	430	129	64.708	545
Totale società in Joint venture e collegate	160	61.796	560	168	109.617	877	187	113.088	915
Sviluppate	43	54.265	394	43	53.935	391	48	39.690	303
Non sviluppate	117	7.531	166	125	55.682	486	139	73.398	612
Totale riserve certe	3.422	551.353	6.990	3.398	632.412	7.490	3.559	518.049	6.890
Sviluppate	2.263	324.252	4.361	2.233	315.691	4.275	2.148	291.684	4.023
Non sviluppate	1.159	227.101	2.629	1.165	316.721	3.215	1.411	226.365	2.867

Eni Bilancio Finanziario Annuale 2017

M...

me



me

83 192/635

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^{(a)(b)}

	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)
Società consolidate									
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-Sahariana	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
Totale	304	50,5	631	314	46,6	616	325	47,4	630
Società In Joint venture e collegate									
Africa Settentrionale	1	0,1	1	1	0,1	2	1		1
Africa Sub-Sahariana	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
	7	3,9	32	7	3,2	28	6	1,0	12
Totale	311	54,4	663	321	49,8	644	331	48,4	642

(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 (35,2, 32,1 e 26,4 milioni di boe, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015).

83192/636

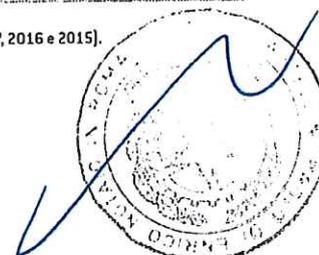
Eni Riservato Finanziario

Produzione giornaliera di idrocarburi^{(a)(b)}

Società consolidate	2017				2016				2015			
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
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-Sahariana	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			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			
Totale	833	138,4	1.728	859	127,4	1.684	891	129,8	1.726			
Società in Joint venture e collegate												
Angola	3	2,5	20	1	0,8	6			5			
Indonesia	1	0,3	3	1	0,6	4	1	0,7	5			
Tunisia	3	0,1	4	3	0,1	4	4	0,2	4			
Venezuela	12	7,7	61	14	7,2	61	12	1,9	25			
Totale	19	10,6	88	19	8,7	75	17	2,8	34			
Totale	852	149,0	1.816	878	136,1	1.759	908	132,6	1.760			

(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).



Me

.83 192/637

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^(a)

	(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-Sahariana	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 completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

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 ^(a)						Pozzi in progress ^(a)	
		2017		2016		2015		2017	
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia					1,0		4,0	2,3	
Resto d'Europa		1,2	1,3	0,1	0,4		9,0	2,5	
Africa Settentrionale		0,5		0,5	1,0		7,0	6,5	
Egitto		2,5	5,4	5,5	0,8	3,3	7,0	4,9	
Africa Sub-Sahariana		2,9	0,3	0,1	1,1	0,6	28,0	14,1	
Kazakhstan							6,0	1,1	
Resto dell'Asia					0,9		11,0	5,0	
America		0,5			1,0	1,0	5,0	4,5	
Australia e Oceania							1,0	0,3	
		7,6	7,0	6,2	6,2	4,9	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 giustificarne il completamento.

83 192 / 1638

ENI RIFORMA FINANZIARIA


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 al 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

	(numero)	Pozzi completati ^(a)					Pozzi in progress		
		2017		2016		2015		2017	
		produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	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-Sahariana		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			
		88,0	2,7	115,5	3,2	121,0	11,4	49,0	22,9

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

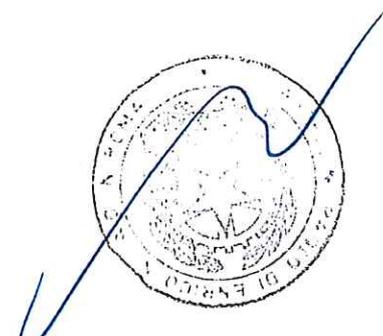
(b) Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

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, Kazakhstan, 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.




83 192/639

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2016			31 dicembre 2017				
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^(b)	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta sviluppata ^(b)	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Totale Sup. netta ^(c)
EUROPA	45.380	280	15.232	59.373	74.605	10.414	40.792	51.206
Italia	16.767	144	10.011	10.321	20.332	8.351	8.029	16.380
Resto d'Europa	28.613	136	5.221	49.052	54.273	2.063	32.763	34.826
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
AFRICA	152.676	264	46.319	260.611	306.930	11.723	150.258	161.981
Africa Settentrionale	18.727	65	8.735	38.707	47.442	3.626	22.171	25.797
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
Africa Sub-Sahariana	123.284	145	31.892	202.221	234.113	5.966	121.026	126.992
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
ASIA	109.761	60	14.560	286.866	301.426	5.058	178.971	184.029
Kazakhstan	869	7	2.391	3.890	6.281	442	1.101	1.543
Resto dell'Asia	108.892	53	12.169	282.976	295.145	4.616	177.870	182.486
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
AMERICA	5.696	139	4.854	9.626	14.480	3.134	3.507	6.641
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
AUSTRALIA E OCEANIA	10.383	13	1.140	15.567	16.707	709	10.352	11.061
Australia	10.383	13	1.140	15.567	16.707	709	10.352	11.061
Totale	323.896	756	82.105	632.043	714.148	31.038	383.880	414.918

(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

ENI S.p.A. - FINANZIARIA

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 proseguite 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 Ekofisk 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 CAFI 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 rientra 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 completamento

ENI S.p.A. - FINANZIARIA
M. M. M.

M. M. M.

ENI S.p.A. - FINANZIARIA
M. M. M.

83 192 (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 Feel; 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 Meleiha South 1X, Aman East 1X e Karnak Deep 1X mineralizzati a olio, nella concessione Meleiha (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'ulteriore 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 Meleiha (Eni 76%); e (ii) lo start-up di tre pozzi aggiuntivi 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

83 192/642

Eni Relazioni Finanziarie 2017
M. M. M.

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 promuovano 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 pianificato 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.

Me

83 192/643

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 NAOC 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 statunitensi, 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 CO1 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 agglierà 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 rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015.

Sono proseguite 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.

83192/164

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 Miztón mineralizzato a olio; e (iii) del pozzo appraisal Tecalli 2 mineralizzato a olio. I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir dei campi di Amoca e Miztón 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. %
Acquisto di riserve proved e unproved	5	2		3	..
Egitto		2		(2)	
Africa Sub-Sahariana	5			5	
Esplorazione	442	417	566	25	6,0
Italia	5			5	..
Resto d'Europa	186	11	133	175	..
Africa Settentrionale	55	42	64	13	31,0
Egitto	70	270	168	(200)	(74,1)
Africa Sub-Sahariana	25	30	157	(5)	(16,7)
Kazakhstan	3			3	..
Resto dell'Asia	20	57	15	(37)	(64,9)
America	76	7	29	69	..
Australia e Oceania	2			2	..
Sviluppo	7.236	7.770	9.341	(534)	(6,9)
Italia	260	407	679	(147)	(36,1)
Resto d'Europa	399	590	1.264	(191)	(32,4)
Africa Settentrionale	626	747	641	(121)	(16,2)
Egitto	3.030	1.700	929	1.330	78,2
Africa Sub-Sahariana	1.852	2.176	2.998	(224)	(14,9)
Kazakhstan	197	707	835	(510)	(72,1)
Resto dell'Asia	666	1.213	1.333	(547)	(45,1)
America	195	220	637	(25)	(11,4)
Australia e Oceania	11	10	25	1	10,0
Altro	56	65	73	(9)	(13,8)
	7.739	8.254	9.980	(515)	(6,2)

83 192/645

GAS & POWER



UTILE OPERATIVO ADJUSTED

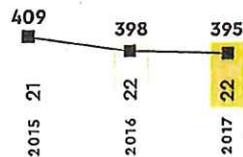
€ milioni

2015	(126)
2016	(390)
2017	214



EMISSIONI CENTRALI POWER

■ Emissioni di GHG/energia elettrica eq. (gCO₂eq/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 2015.
- 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

37,4

MLD di METRI CUBI

-2,6% VS. 2016,
IN LINEA CON LA
RIDUZIONE DEGLI
IMPEGNI DI
TAKE-OR-PAY

CLIENTI

8,8

MILIONI

TRA FAMIGLIE,
PROFESSIONISTI,
PICCOLE E MEDIE
IMPRESE ED ENTI
PUBBLICI IN ITALIA
ED EUROPA

VENDITE ENERGIA ELETTRICA

35,3

TWh

IN ITALIA
E ALL'ESTERO

VENDITE GNL

14,2

MLD di METRI CUBI

+14,5% VS. 2016
IN LINEA CON LA
STRATEGIA
DI VALORIZZAZIONE
DEL BUSINESS

GRADO DI SODDISFAZIONE CLIENTI

86,7

IN CRESCITA
COSTANTE
NEL TRIENNIO

83192/646

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 proverrà 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 direttrici 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	12 mln ton/a nel 2021
Utile operativo adjusted	€0,8 mld nel 2021
Free cash flow cumulato	€2,4 mld 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).

83192/047

GAS NATURALE

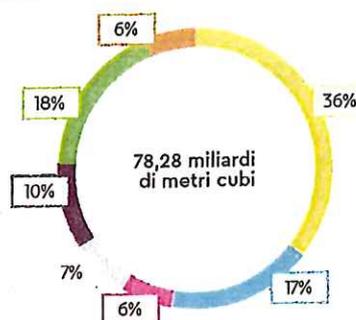
APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

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. %
ITALIA		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
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		73,23	76,64	78,66	(3,41)	(4,4)
ESTERO						
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)	..
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		78,14	83,83	85,05	(5,69)	(6,8)
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,69	2,48	2,67	0,21	8,5
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		80,83	86,31	87,72	(5,48)	(6,3)

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. %
Vendite delle società consolidate		77,52	83,34	84,94	(5,82)	(7,0)
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)
Vendite delle società collegate (quota Eni)		3,31	2,97	2,78	0,34	11,4
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
TOTALE VENDITE GAS MONDO		80,83	86,31	87,72	(5,48)	(6,3)

83 192 / 698

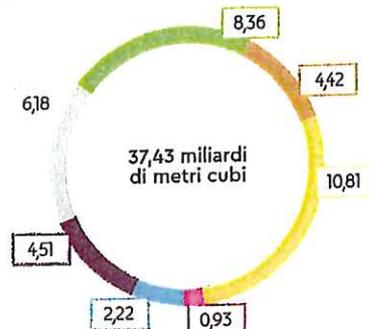
In calo del 2,6% le vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi). Le minori vendite spot e al segmento PMI e terziario sono state solo parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati nel settore termoelettrico. In calo i ritiri degli importatori in Italia (3,89 miliardi di metri cubi;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

PSV e borsa PMI e terziario Termoelettrici Industriali
Residenziali Autoconsumi Grossisti



Vendite di gas per mercato

(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA	37,43	38,43	38,44	(1,00)	(2,6)
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
VENDITE INTERNAZIONALI	43,40	47,88	49,28	(4,48)	(9,4)
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)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	80,83	86,31	87,72	(5,48)	(6,3)

GNL

Vendite di GNL

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

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

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.

83 192 / 669

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) perseguendo l'ottimizzazione del 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).

		2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	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 ^(a)		12,91	15,27	14,19	(2,36)	(15,5)
Disponibilità		35,33	37,05	34,88	(1,72)	(4,6)
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 ^(a)		0,58	0,81	0,66	(0,23)	(28,4)
Vendite di energia elettrica		35,33	37,05	34,88	(1,72)	(4,6)

(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).

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

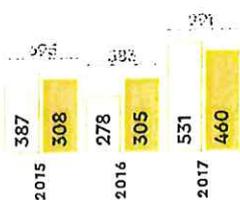
83192/650

REFINING & MARKETING E CHIMICA



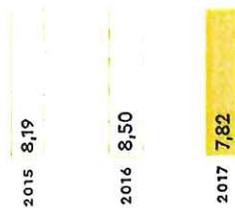
UTILE OPERATIVO ADJUSTED

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



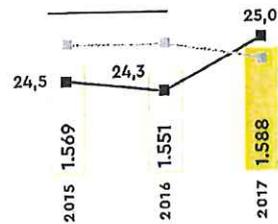
EMISSIONI DIRETTE GHG

mln di tonnellate di CO₂eq



CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

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



Manca

2015, 2016, 2017

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 fuggitive 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 INDISPONIBILITÀ DI ALCUNI IMPIANTI

PRODUZIONI DI PRODOTTI PETROLCHIMICI

5.818
MGL di TONNELLATE

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

TASSO DI UTILIZZO MEDIO DEGLI IMPIANTI PETROLCHIMICI

73%

IN AUMENTO RISPETTO AL 2016 (71%)



83 192/651

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. %
Gregg equity	3,51	3,43	5,04	0,08	2,3
Altri greggi	20,77	19,92	19,76	0,85	4,3
Totale acquisti di greggi	24,28	23,35	24,80	0,93	4,0
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)
TOTALE ACQUISTI	36,16	35,90	37,14	0,26	0,7
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,34)	(0,37)	(0,41)	0,03	(8,1)
Altre variazioni ^(a)	(1,76)	(1,92)	(1,22)	0,16	(8,3)
TOTALE DISPONIBILITÀ	34,06	33,61	35,51	0,45	1,3

(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 fermate 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. %
ITALIA					
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
Lavorazioni in conto proprio	21,15	21,61	22,72	(0,46)	(2,1)
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
Totale lavorazioni green	0,24	0,21	0,20	0,03	14,3
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	2,87	2,91	3,69	(0,04)	(1,4)
Consumi e perdite	(0,22)	(0,22)	(0,23)		
Prodotti disponibili da lavorazioni	2,65	2,69	3,46	(0,04)	(1,5)
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	(0,50)	(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	..
TOTALE VENDITE	34,06	33,61	35,51	0,45	1,3

me

83 192/653

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
Vendite in Italia		25,73	25,60	26,53	0,13	0,5
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)
Vendite all'estero		7,47	7,81	8,71	(0,34)	(4,4)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		33,20	33,41	35,24	(0,21)	(0,6)

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

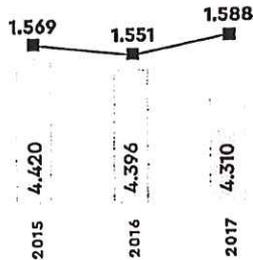
	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Italia		13,65	14,09	13,80	(0,44)	(3,1)
Vendite rete		6,01	5,93	5,96	0,08	1,3
Benzina		1,51	1,53	1,60	(0,02)	(1,3)
Gasolio		4,08	3,99	3,96	0,09	2,3
GPL		0,38	0,36	0,36	0,02	5,6
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04		
Vendite extrarete		7,64	8,16	7,84	(0,52)	(6,4)
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)
Estero (rete + extrarete)		6,01	6,27	7,19	(0,26)	(4,1)
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
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		19,66	20,36	20,99	(0,70)	(3,4)

83 192 / 654

Eni Relazione Finanziaria

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	3.458	3.417	3.334	41	1,2
Polimeri	2.360	2.229	2.366	131	5,9
Produzioni	5.818	5.646	5.700	172	3,0
Consumi e perdite	(2.584)	(2.166)	(1.908)	(418)	(19,3)
Acquisti e variazioni rimanenze	478	279	9	199	21,3
TOTALE DISPONIBILITÀ	3.712	3.759	3.801	(47)	(1,3)
Intermedi	1.820	1.970	1.883	(150)	(7,6)
Polimeri	1.892	1.789	1.918	103	5,8
TOTALE VENDITE	3.712	3.759	3.801	(47)	(1,3)

83 192/655

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%).

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).

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Refining		395	298	282	97	32,6
Marketing		131	123	126	8	6,5
		526	421	408	105	24,9
Chimica		203	243	220	(40)	(16,5)
TOTALE		729	664	628	65	9,8

83 192/656

E del Bilancio Finanziario

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	55.762	72.286	11.157	20,0
Altri ricavi e proventi		4.058	931	1.252	3.127	..
Costi operativi		(55.412)	(47.118)	(59.967)	(8.294)	(17,6)
Altri proventi e oneri operativi		(32)	16	(485)	(48)	..
Ammortamenti		(7.483)	(7.559)	(8.940)	76	1,0
Riprese di valore (svalutazioni) nette		225	475	(6.534)	(250)	(52,6)
Radiazioni		(263)	(350)	(688)	87	24,9
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)	5.855	271,4
Proventi (oneri) finanziari		(1.236)	(885)	(1.306)	(351)	(39,7)
Proventi netti su partecipazioni		68	(380)	105	448	..
Utile (perdita) prima delle imposte		6.844	892	(4.277)	5.952	..
Imposte sul reddito		(3.467)	(1.936)	(3.122)	(1.531)	(79,1)
Tax rate (%)		50,7	217,0
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)	4.421	..
Utile (perdita) netto - discontinued operations		..	(413)	(1.974)	413	..
Utile (perdita) netto		3.377	(1.457)	(9.373)	4.834	..
di competenza:		3.374	(1.464)	(8.778)	4.838	..
Eni:		3.374	(1.051)	(7.952)	4.425	..
- continuing operations	
- discontinued operations		..	(413)	(826)	413	..
Interessenze di terzi:		3	7	(595)	(4)	(57,1)
- continuing operations		3	7	553	(4)	(57,1)
- discontinued operations		(1.148)

Nel 2017 Eni ha conseguito un forte recupero di redditività e un sensibile miglioramento nella generazione di cassa e negli indici patrimoniali grazie all'efficace implementazione della strategia di trasformazione dell'azienda basata sulla crescita profittevole nell'upstream, il completamento del "turnaround" del business mid-downstream e le azioni di efficienza che hanno permesso all'Azienda di cogliere appieno il beneficio della ripresa dello scenario commodity. L'upstream ha registrato nel 2017 il livello produttivo medio annuo più elevato della storia di Eni a circa 1,82 milioni di boe/giorno e un utile operativo adjusted raddoppiato facendo leva sulla riduzione del time-to-market delle riserve, i continui successi esplorativi, il controllo degli opex e la selezione degli investimenti di sviluppo diminuiti del 40% rispetto alla baseline 2014. Il settore G&P ha trapiantato con un anno di anticipo l'obiettivo di risultato positivo strutturale grazie alle rinegoziazioni dei contratti long-term, alla riduzione dei costi di logistica e alle buone performance dei business a valore aggiunto (GNL, trading di commodity e retail). I business R&M e Chimica chiudono l'anno con un utile operativo adjusted record di €991 milioni, che riflette il complessivo processo di ristrutturazione messo in atto con l'ottimizzazione dell'assetto impiantistico, l'efficienza nei costi e lo spostamento del mix produttivo su segmenti a maggiore valore aggiunto (specialties, produzioni verdi), conseguendo la riduzio-

ne del margine di break-even delle raffinerie al di sotto dei 4 \$/barile e il miglioramento della redditività media dei prodotti chimici. Sulla base di questi driver il fatturato di Gruppo è aumentato del 20%, l'utile operativo reported a €8.012 milioni è quasi quadruplicato e l'utile netto consolidato di competenza degli azionisti Eni è stato di €3.374 milioni rispetto alla perdita netta consolidata del 2016 di €1.464 milioni (il risultato 2016 comprende la perdita delle discontinued operations di €413 milioni dovuta alla svalutazione di €441 milioni della partecipazione Saipem per allineamento al fair value rappresentato dalla capitalizzazione di borsa alla data della perdita del controllo il 22 gennaio 2016). Il risultato ha beneficiato della normalizzazione del tax rate dal 217% al 51% dovuta alla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e di ridurre l'incidenza dei costi non deducibili, nonché di proventi straordinari netti di €1.116 milioni (€839 milioni dopo le imposte) riferiti principalmente alle plusvalenze connesse all'implementazione del Dual Exploration Model con il closing delle cessioni del 40% del progetto Zohr e dell'interest del 25% nel permesso esplorativo in sviluppo dell'Area 4 in Mozambico rilevando plusvalenze nette di €2.739 milioni (€3.266 milioni al lordo del relativo effetto fiscale), assorbite per circa due terzi da oneri straordinari netti.

M. Neri
 sam

Me

83 192/657

Escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported i citati proventi/oneri straordinari ("special items") e il profit on stock (€219 milioni e €156 milioni, rispettivamente prima e dopo le imposte), si ottengono i seguenti risultati adjusted: utile operativo adjusted di €5.803 milioni (+151% rispetto al 2016), utile netto adjusted di competenza azionisti Eni di €2.379 milioni rispetto alla perdita di €340 milioni nel 2016.

La generazione di cassa si ridetermina in circa €10 miliardi (+25% rispetto al 2016) determinando un surplus di €2,4 miliardi rispetto agli investimenti di €7,6 miliardi, esposti al netto delle quote di capex relative agli interest di minoranza ceduti a terzi nei progetti Zohr e Area 4 in Mo-

zambico sostenuti da Eni fino al perfezionamento delle relative transazioni ed oggetto di rimborso con il corrispettivo della cessione. Tale surplus ha coperto circa l'80% del dividendo di €2.881 milioni allo scenario consuntivo di 54 \$/barile; pertanto sulla base della sensitivity di Gruppo al prezzo del petrolio (v. pag. 75) la cash neutrality per la copertura organica degli investimenti e del dividendo si determina in 57 \$/barile.

Al 31 dicembre 2017, l'indebitamento finanziario netto è pari a €10.916 milioni con una riduzione del 26% rispetto a fine 2016. Il gearing è pari a 0,18, livello competitivo tra le major europee, e il leverage scende a 0,23 rispetto a 0,28 di fine 2016.

Risultati adjusted e composizione degli special items¹

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)	5.855	271,4
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(219)	(175)	1.136		
Esclusione special item		(1.990)	333	6.426		
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		5.803	2.315	4.486	3.488	150,7
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		3.374	(1.051)	(7.952)	4.425	..
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(156)	(120)	782		
Esclusione special item		(839)	831	7.973		
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni ^(a)		2.379	(340)	803	2.719	..
Tax rate (%)		56,8	120,6	82,4		

(a) I dati del 2015 sono elaborati su base standalone cioè escludendo del tutto e non limitatamente ai terzi, il contributo Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

Gli special item sono rappresentati da proventi netti di €839 milioni, relativi principalmente a:

- (i) plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni);
- (ii) riprese di valore di asset oil&gas al netto di svalutazioni (effetto complessivo positivo €154 milioni) che hanno come driver revisioni positive delle riserve, l'aggiornamento delle proiezioni di opex/capex e gli effetti della riforma fiscale USA;
- (iii) riprese di valore nette dell'attivo fisso del settore G&P pari a €146 milioni riferite principalmente all'allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali è stata definita la dismissione nel 2018 al netto di svalutazioni delle centrali power per effetto scenario e di un'infrastruttura di trasporto per rischio paese;
- (iv) svalutazioni di partecipazioni valutate all'equity (€537 milioni) relative a joint venture prevalentemente in E&P e G&P nonché la componente di perdita straordinaria della Saipem;
- (v) accantonamenti a fondo rischi di €448 milioni riferiti principalmente a contenziosi commerciali e contrattuali nel settore E&P;
- (vi) svalutazioni di crediti per il recupero di costi d'investimento e d'altra natura prevalentemente nel settore E&P (€393 milioni);
- (vii) la rettifica dell'accantonamento a fondo svalutazione crediti commerciali del business di vendita retail, facente parte del reportable segment G&P, per rideterminare l'onere secondo

- il modello dell'expected loss adottato nel reporting statutory di Gruppo dal 2018 in luogo di quello determinato secondo il criterio corrente della perdita sostenuta (€223 milioni);
- (viii) oneri ambientali (€208 milioni) rilevati in particolare nei settori R&M e Chimica ed E&P;
- (ix) la componente valutativa di derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere contabilizzati in hedge accounting (€146 milioni);
- (x) differenze e derivati su cambi riclassificati dagli oneri/proventi finanziari all'utile operativo (onere di €248 milioni) di cui €171 milioni riferiti al settore G&P relativi ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze cambio di traduzione;
- (xi) svalutazioni di investimenti di periodo nel business R&M relative a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period, prive di prospettive di redditività (€130 milioni), in parte compensate dalla ripresa di valore della CGU unica che comprende il business della chimica in funzione delle migliorate prospettive di redditività (€76 milioni);
- (xii) l'effetto fiscale degli special item illustrati, la svalutazione delle attività per imposte anticipate delle consociate USA per effetto della riforma fiscale (€115 milioni), compensate dalla rilevazione di imposte differite attive del business della chimica in funzione della proiezione di maggiori redditi imponibili futuri.

(1) Il significato delle misure di risultato Non-GAAP e la riconduzione delle misure GAAP più direttamente confrontabili è illustrato a pag. 76.

83192/659

	2017	2016	2015	Var. %
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	54,27	43,69	52,46	24,2
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,130	1,107	1,110	2,1
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	48,03	39,47	47,26	21,7
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	5,0	4,2	8,3	19,0
PSV ^(d)	211	168	234	25,6
TTF ^(d)	183	148	210	23,6
Euribor - euro a tre mesi (%)	(0,33)	(0,26)	(0,02)	(26,9)
Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,26	0,74	0,32	70,3

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In euro per migliaia di metri cubi.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		19.525	16.089	21.436	3.436	21,4
Gas & Power		50.623	40.961	52.096	9.662	23,6
Refining & Marketing e Chimica		22.107	18.733	22.639	3.374	18,0
- Refining & Marketing		17.688	14.932	18.458	2.756	18,5
- Chimica		4.851	4.196	4.717	655	15,6
- Elisioni		(432)	(395)	(536)		
Corporate e altre attività		1.462	1.343	1.468	119	8,9
Elisioni di consolidamento	(26.798)	(21.364)	(25.353)	(5.434)		
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	55.762	72.286	11.157	20,0
Altri ricavi e proventi		4.058	931	1.252	3.127	..
Totale ricavi		70.977	56.693	73.538	14.284	25,2

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2017 (€66.919 milioni) sono aumentati di €11.157 milioni rispetto al 2016 (+20%) grazie alla ripresa dei prezzi delle commodity energetiche.

I ricavi del settore Exploration & Production (€19.525 milioni) sono aumentati di €3.436 milioni (+21,4%) per effetto della ripresa dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (+27,8% e +12,8%, rispettivamente) in relazione all'andamento del marker Brent e della ripresa dei mercati di riferimento. La minore dinamica dei prezzi del gas è influenzata dai lag temporali delle formule oil-linked.

I ricavi del settore Gas & Power (€50.623 milioni) sono aumentati di €9.662 milioni (+23,6%) per effetto della ripresa del prezzo del gas e dell'elettricità e, per quanto riguarda il trading di commodity, anche per effetto dell'incremento dei prezzi di olio e prodotti petroliferi e dei volumi commercializzati.

Costi operativi

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		52.461	44.124	56.848	8.337	18,9
di cui: - altri special item		660	360	436		
Costo lavoro		2.951	2.994	3.119	(43)	(1,4)
di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro		49	47	41		
Totale costi operativi		55.412	47.118	59.967	8.294	17,6

I costi operativi sostenuti nel 2017 (€55.412 milioni) sono aumentati di €8.294 milioni rispetto al 2016, pari al 17,6%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€52.461 milioni) sono

I ricavi del settore Refining & Marketing e Chimica (€22.107 milioni) sono aumentati di €3.374 milioni (+18%) per effetto della ripresa delle quotazioni di riferimento delle commodity. I prezzi medi di benzina e gasolio registrano un incremento rispettivamente del 19% e 24%. In aumento del 16% i prezzi medi unitari di vendita della chimica trainati dalla ripresa dei monomeri (+27% intermedi e +13% polimeri).

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi con un saldo positivo di €4.058 milioni comprendono le plusvalenze sulla cessione di immobilizzazioni tecniche e proventi miscelanei. L'entità di tali proventi riflette la rilevazione delle plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni).

aumentati del 18,9% (+€8.337 milioni) per effetto essenzialmente dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

83 192 / 660

ENI

RISULTATI

ECONOMICI

E FINANZIARI

2017

2016

2015

Var. ass.

Var. %

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono **special item** di €660 milioni (€360 milioni nel 2016) relativi principalmente ad accantonamenti a fondo rischi e oneri ambientali. Il **costo lavoro** (€2.951 milioni) è diminuito di €43 milioni rispetto

al 2016 (-1,4%) principalmente per effetto del decremento dell'occupazione media e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA e alla sterlina inglese.

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	6.747	6.772	8.080	(25)	(0,4)
Gas & Power	345	354	363	(9)	(2,5)
Refining & Marketing e Chimica	360	389	454	(29)	(7,5)
Corporate e altre attività	60	72	71	(12)	(16,7)
Effetto eliminazione utili interni	(29)	(28)	(28)		
Totale ammortamenti	7.483	7.559	8.940	(76)	(1,0)
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(225)	(475)	6.534	250	52,6
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	7.258	7.084	15.474	174	2,5
Radiazioni	263	350	688	(87)	(24,9)
Totale	7.521	7.434	16.162	87	1,2

Gli **ammortamenti** (€7.483 milioni) evidenziano un leggero calo (-€76 milioni, -1,0% rispetto al 2016) principalmente nel settore Exploration & Production per effetto della riduzione degli investimenti di sviluppo e dell'apprezzamento dell'euro, parzialmente

compensati degli avvii e ramp-up di nuovi progetti, e nel business Refining & Marketing per il write-off, iscritto nel bilancio 2016, delle unità danneggiate dell'impianto EST in seguito all'evento occorso a dicembre 2016.

Le **riprese di valore nette** (€225 milioni) sono così articolate:

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Svalutazione asset materiali/immateriali	862	1.067	6.376	(205)
Svalutazione goodwill			161	
Riprese di valore	(1.087)	(1.542)	(3)	455
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(225)	(475)	6.534	250
Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	4	16		(12)
Totale	(221)	(459)	6.534	238

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production	(158)	(700)	5.212	542
Gas & Power	(146)	81	152	(227)
Refining & Marketing e Chimica	54	104	1.150	(50)
Corporate e altre attività	25	40	20	(15)
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(225)	(475)	6.534	250

Le **radiazioni** (€263 milioni) si riferiscono principalmente ai write-off di pozzi esplorativi di insuccesso dovuti al mancato rinveni-

mento di quantità sufficienti di risorse da giustificarne lo sviluppo principalmente in Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.

Utile operativo

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo per settore di attività:

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	2.651	2.567	(959)	5.084	
Gas & Power	75	(391)	(1.258)	466	
Refining & Marketing e Chimica	981	723	(1.567)	258	35,7
Corporate e altre attività	(668)	(681)	(497)	13	1,9
Effetto eliminazione utili interni	(27)	(61)	1.205	34	
Utile (perdita) operativo	8.012	2.157	(3.076)	8.855	271,4

83 192/661

Utile operativo adjusted

Di seguito si riporta l'analisi dell'utile operativo adjusted per settore di attività:

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo - continuing operations	8.012	2.157	(3.076)	5.855	271,4
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(219)	(175)	1.136		
Esclusione special item	(1.990)	333	7.648		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	5.803	2.315	5.708	3.488	150,7
Dettaglio per settore di attività:					
Exploration & Production	5.173	2.494	4.182	2.679	..
Gas & Power	214	(390)	(126)	604	..
Refining & Marketing e Chimica	991	583	695	408	70,0
Corporate e altre attività	(542)	(452)	(369)	(90)	(19,9)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(33)	80	1.326	(113)	..
	5.803	2.315	5.708	3.488	150,7
Ripristino elisioni transazioni Intercompany vs. discontinued operations			(1.222)		
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone	5.803	2.315	4.486	3.488	150,7

L'utile operativo adjusted è stato di €5.803 milioni, incrementato del 151% rispetto all'utile operativo adjusted del 2016 (€2.315 milioni) per effetto principalmente della ripresa dello scenario prezzi/margini delle commodity che ha concorso alla migliore performance per €3,1 miliardi, alla crescita dei volumi e alle azioni di efficien-

za e ottimizzazione che hanno contribuito per €0,6 miliardi. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dai tagli OPEC e da effetti non ricorrenti per €0,2 miliardi.

Il commento dell'utile operativo adjusted per settore è riportato nel paragrafo "Risultati per settore di attività".

Proventi (oneri) finanziari netti

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(834)	(726)	(814)	(108)
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(751)	(757)	(838)	6
- Interessi attivi verso banche	12	15	19	(3)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3	(90)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	16	37	2	(21)
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	837	(482)	160	1.319
- Strumenti finanziari derivati su valute	809	(494)	96	1.303
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	28	(12)	31	40
- Opzioni	(905)	676	(354)	(1.581)
Differenze di cambio	(407)	(459)	(464)	52
Altri proventi (oneri) finanziari	128	143	120	(15)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(264)	(312)	(291)	48
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(271)	(290)	(293)	19
- Altri proventi (oneri) finanziari	(1.309)	(991)	(1.472)	(318)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	106	166	(33)
	(1.236)	(885)	(1.306)	(351)

Gli oneri finanziari netti di €1.236 milioni registrano un peggioramento di €351 milioni rispetto al 2016. I principali driver sono stati: (i) la variazione negativa delle differenze cambio al netto del fair value positivo dei derivati su cambi (€278 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come "hedges" in

base allo IAS 39, tale fenomeno riflette la repentina svalutazione del dollaro USA a fine esercizio; (ii) il risultato negativo della gestione dei titoli held for trading per effetto cambio (€111 milioni), al quale corrisponde una variazione di segno inverso dei derivati su cambi per i quali si è ritenuto di non attivare la relazione di fair value hedge.

83192/662

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2017 è illustrata nella tabella seguente:

2017	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(99)	(10)	(57)	(101)	(267)
Dividendi		179		25	1	205
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni			163			163
Altri proventi (oneri) netti		(2)	(35)	(3)	7	(33)
		78	118	(35)	(93)	68

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €68 milioni e riguardano:

- (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (€205 milioni), in particolare la Nigeria LNG Ltd (€167 milioni) e la Saudi European Petrochemical Co (€21 milioni);
- (ii) le plusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (€163 milioni) relative al disinvestimento dell'attività retail in Belgio del settore Gas & Power.

Tali proventi sono stati in parte compensati da:

- (i) le quote di competenza dei risultati di periodo delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto che

hanno riportato una perdita netta complessiva di €267 milioni in relazione principalmente al settore E&P. Inoltre sulla partecipazione del 31% in Saipem valutata all'equity è stato registrato nel segmento Corporate e altre attività un onere da valutazione di €101 milioni che riflette la quota di competenza del risultato dell'esercizio penalizzato dagli esiti dell'impairment test e da alcune poste straordinarie rilevate dalla partecipata;

- (ii) gli altri oneri netti di €33 milioni, che comprendono la minusvalenza da impairment test della partecipazione Unión Fenosa Gas SA (€35 milioni) relativa al settore G&P.

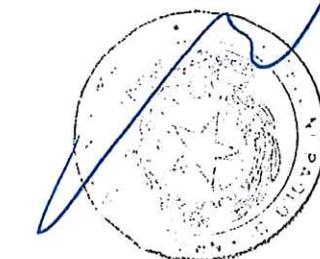
L'analisi per tipologia di provento/onere è illustrata nella tabella seguente:

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(267)	(326)	(471)	59
Dividendi		205	143	402	62
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		163	(14)	164	177
Altri proventi (oneri) netti		(33)	(183)	10	150
		68	(380)	105	448

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono incrementate del 79% a €3.467 milioni per effetto essenzialmente dell'incremento dell'utile ante imposte (+€5.952 milioni rispetto al 2016). Il tax rate si normalizza al 51% rispetto al 217% del 2016 influenzato dalla concentrazione degli imponibili nei PSA, caratterizzati da tax rate elevati e dalla ridotta capacità d'iscrizione di imposte differite attive. Il sensibile ridimensionamento del tax rate sul risultato adjusted

(dal 121% al 57%) è stato influenzato anche dalla rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana e dalla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili.



Me

83 192/663

| Risultati per settore di attività²

Exploration & Production

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo		7.651	2.567	(959)	5.084	198,1
Esclusione special item:		(2.478)	(73)	5.141		
- oneri ambientali		46				
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(154)	(684)	5.212		
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	169		
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.269)	(2)	(403)		
- oneri per incentivazione all'esodo		19	24	15		
- accantonamenti a fondo rischi		366	105			
- derivati su commodity			19	12		
- differenze e derivati su cambi		(68)	(3)	(59)		
- altro		582	461	195		
Utile (perdita) operativo adjusted		5.173	2.494	4.182	2.679	107,4
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(50)	(55)	(272)	5	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)		408	68	254	340	
Imposte sul reddito ^(c)		(2.807)	(1.999)	(3.173)	(808)	
Tax rate (%)		50,8	79,7	76,2	(28,9)	
Utile (perdita) netto adjusted		2.724	508	991	2.216	436,2
I risultati includono:						
costi di ricerca esplorativa:		525	374	871	151	40,4
- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		273	204	254	69	33,8
- radiazione di pozzi di insuccesso ^(d)		252	170	617	82	48,2
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(e)	(\$/barile)	50,06	39,18	46,30	10,88	27,8
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	130,31	115,51	160,78	14,80	12,8
Idrocarburi	(\$/boe)	35,06	29,14	36,47	5,92	20,3

(a) Escludono gli special item.

(b) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

(c) Include condensati.

Nel 2017, il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €5.173 milioni con un incremento di €2.679 milioni rispetto al 2016 per effetto principalmente della ripresa dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent) nonché della crescita delle produzioni. Tali effetti sono stati in parte compensati da maggiori write-off di pozzi esplorativi ed altri costi, nonché dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al Brent, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked.

L'utile operativo adjusted è stato determinato con una rettifica negativa per special item di €2.478 milioni.

L'utile netto adjusted di €2.724 milioni registra un incremen-

to di oltre il 400% pari a €2.216 milioni, dovuto principalmente all'incremento della performance operativa. Il sensibile ridimensionamento del tax rate dell'esercizio (dall'80% al 51%) è stato determinato dalla migliorata redditività che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA e che ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili. Alla riduzione del tax rate hanno inoltre contribuito la rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana.

Nel 2017 le imposte pagate incidono sul flusso di cassa operativo della E&P prima della variazione del working capital e delle stesse imposte pagate per circa il 30%.

(2) Note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione "Indicatori alternativi di performance" alle pagine seguenti della presente relazione.

83 192 / 664

ENI Relazioni

Gas & Power

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	75	[391]	[1.258]	466	119,2
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	132		
Esclusione special item:		(89)	1.000		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(146)	81	152		
- oneri ambientali		1			
- accantonamento a fondo rischi		17	226		
- oneri per incentivazione all'esodo	38	4	6		
- derivati su commodity	157	(443)	90		
- differenze e derivati su cambi	(171)	(19)	(9)		
- altro	261	270	535		
Utile (perdita) operativo adjusted	214	[390]	[126]	604	154,9
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	10	6	11	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(9)	(20)	(2)	11	
Imposte sul reddito ^(a)	(163)	74	(51)	(237)	
Tax rate (%)	75,8	"	"	"	"
Utile (perdita) netto adjusted	52	[330]	[168]	382	115,8

(a) Escludono gli special item.

Nel 2017 il settore Gas & Power ha conseguito il migliore risultato degli ultimi sette anni con l'utile operativo adjusted di €214 milioni ed un miglioramento di €604 milioni rispetto al 2016. La rinegoziazione dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, i minori costi di logistica, nonché le buone performance del trading e dei business GNL e Power hanno consentito di traguardare con un anno di anticipo l'obiettivo di un risultato strutturale positivo.

Dall'anno 2017, il profit/loss on stock rimane incluso nella performance in quanto precedenti modifiche regolatorie ai criteri per l'accesso

alle capacità di stoccaggio hanno consentito di avviare una gestione attiva del magazzino gas.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €139 milioni.

L'esercizio chiude con un utile netto adjusted di €52 milioni, rispetto alla perdita di €330 milioni del 2016, in miglioramento di €382 milioni a seguito dell'incremento della performance operativa.

Il tax rate adjusted dell'anno si attesta al 75,8% per effetto dell'elevata incidenza del tax rate di alcune società estere.

Refining & Marketing e Chimica

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	981	723	[1.567]	258	35,7
Esclusione (utile) perdita di magazzino	(213)	(406)	877		
Esclusione special item:		223	1.385		
- oneri ambientali	136	104	137		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	54	104	1.150		
- plusvalenze nette su cessione di asset	(13)	(8)	(8)		
- accantonamenti a fondo rischi		28	(5)		
- oneri per incentivazione all'esodo	(6)	12	8		
- derivati su commodity	(11)	(3)	68		
- differenze e derivati su cambi	(9)	3	5		
- altro	72	26	30		
Utile (perdita) operativo adjusted	991	583	695	408	70,0
- Refining & Marketing	531	278	387	253	91,0
- Chimica	460	305	308	155	50,8
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	5	1	(2)	4	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	19	32	69	(13)	
Imposte sul reddito ^(a)	(352)	(197)	(250)	(155)	
Tax rate (%)	34,7	32,0	32,8	2,7	"
Utile (perdita) netto adjusted	663	419	512	244	58,2

(a) Escludono gli special item.

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.

Il business Refining & Marketing ha registrato il risultato migliore degli ultimi 8 anni con l'utile operativo adjusted di €531 milioni e un miglioramento di €253 milioni. I benefici delle azioni di riasset-

ME

83 192/665

to del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni hanno permesso di ridurre il margine break-even 2017 al di sotto dei 4 \$/barile, consentendo di catturare appieno l'upside dello scenario nei primi nove mesi dell'anno, nonostante la ridotta disponibilità della raffineria di Sannazzaro. Tali risultati sono stati inoltre rafforzati dai proventi derivanti dall'accordo di licensing della tecnologia di conversione EST a Sinopec e dalla performance positiva del business commerciale a seguito delle politiche di marketing che hanno favorito i segmenti premium.

La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €460 milioni con un incremento di €155 milioni, conseguendo la miglior perfor-

mance della storia recente della chimica Eni. Tale risultato evidenzia i progressi del turnaround che attraverso le ristrutturazioni, l'ottimizzazione della base impiantistica dei siti core, il ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore ha consentito di catturare il positivo andamento dello scenario e di realizzare recuperi di volume.

L'utile operativo adjusted è ottenuto con una rettifica positiva per gli special item di €223 milioni.

L'utile netto adjusted di €663 milioni aumenta di €244 milioni per effetto dell'incremento della performance operativa.

Corporate e altre attività

(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Utile (perdita) operativo	(668)	(681)	(497)	13	1,9
Esclusione special item	126	229	128		
- oneri ambientali	26	88	88		
- svalutazioni (riprese di valore) nette	25	40	20		
- plusvalenze nette su cessione di asset	(1)		4		
- accantonamenti a fondo rischi	82	1	(10)		
- oneri per incentivazione all'esodo	(2)	7	1		
- altro	(4)	93	25		
Utile (perdita) operativo adjusted	(542)	(452)	(369)	(90)	(19,9)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(699)	(721)	(686)	22	3,1
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	22	(6)	285	28	..
Imposte sul reddito ^(a)	178	188	107	(10)	(5,3)
Utile (perdita) netto adjusted	(1.041)	(991)	(663)	(50)	(5,0)

(a) Escludono gli special item.

83192/666

Eni Relazione Finanziaria 2017

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema statutory secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente

di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e mezzi di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio. Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (gearing/ leverage).

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	63.158	70.793	(7.635)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.283	1.184	99
Attività immateriali	2.925	3.269	(344)
Partecipazioni	3.730	4.316	(586)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.698	1.932	(234)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.379)	(1.765)	386
Capitale di esercizio netto	71.415	79.729	(8.314)
Rimanenze	4.621	4.637	(16)
Crediti commerciali	10.182	11.186	(1.004)
Debiti commerciali	(10.890)	(11.038)	148
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.387)	(3.073)	686
Fondi per rischi e oneri	(13.447)	(13.896)	449
Altre attività (passività) d'esercizio	287	1.171	(884)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.022)	(868)	(154)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	236	14	222
CAPITALE INVESTITO NETTO	58.995	67.862	(8.867)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.030	53.037	(5.007)
Interessenze di terzi	49	49	
Patrimonio netto	48.079	53.086	(5.007)
Indebitamento finanziario netto	10.916	14.776	(3.860)
COPERTURE	58.995	67.862	(8.867)

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

L'apprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2016 (cambio EUR/USD 1,200 al 31 dicembre 2017, contro 1,054 al 31 dicembre 2016, +13,9%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2017, una riduzione del capitale investito netto di €6.774 milioni, del patrimonio netto di €5.573 milioni e del debito di €1.201 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€71.415 milioni) è diminuito di €8.314 milioni rispetto al 31 dicembre 2016. La voce "Immobili, impianti e macchinari" evidenzia un decremento di €7.635 milioni dovuto agli ammortamenti dell'esercizio (€7.483 milioni) e all'effetto cambio negativo di €7.025 milioni. Tali decrementi sono stati solo in parte compensati dagli investimenti dell'esercizio (€8.681 milioni).

Le "Attività immateriali" si riducono di €344 milioni a seguito della derecognition del goodwill della società Eni G&P NV per la cessione definita nel 2017, nonché dell'effetto negativo delle differenze cambio.

La riduzione della voce "Partecipazioni" (€586 milioni) è attribuibile alla svalutazione delle partecipazioni del settore E&P e della Chimica, ai risultati negativi delle società partecipate e alle dismissioni.

Il **capitale di esercizio netto** (-€11.634 milioni) si riduce di €621 milioni per effetto principalmente: (i) del decremento dei crediti commerciali (-€1.004 milioni) dovuto alla migliore gestione del circolante e al maggiore volume di crediti ceduti in factoring con scadenza successiva alla data di chiusura, rispetto all'esercizio precedente; (ii) della riduzione delle altre attività (passività) di esercizio (-€884 milioni) dovuta principalmente alla svalutazione di crediti in sofferenza del settore E&P.

Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalla riduzione dei debiti tributari e fondo imposte netto (+€686 milioni) e dalla riduzione dei fondi per rischi ed oneri (+€449 milioni) essenzialmente per effetto cambio.

Le **attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili** (€236 milioni) riguardano: (i) la cessione del 98,99% (intera quota posseduta) delle società consolidate Tigáz Zrt e Tigáz-DSO (100% Tigáz Zrt) che operano nell'attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali alla data di bilancio è in essere un accordo vincolante di cessione con il gruppo MET Holding AG. Il perfezionamento della transazione è soggetto all'approvazione delle Autorità competenti; (ii) la cessione di attività materiali e partecipazioni nel settore E&P.

me

83 192 / 667

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

	(€ milioni)	2017	2016
Utile (perdita) netto		3.377	(1.457)
Componenti non riclassificabili a conto economico		(4)	(19)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti</i>		<i>(33)</i>	<i>16</i>
<i>Effetto fiscale</i>		<i>29</i>	<i>(35)</i>
Componenti riclassificabili a conto economico		(5.514)	1.889
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>		<i>(5.573)</i>	<i>1.198</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>		<i>(5)</i>	<i>(4)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>		<i>(6)</i>	<i>883</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		<i>69</i>	<i>32</i>
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>		<i>1</i>	<i>(220)</i>
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(5.518)	1.870
Totale utile (perdita) complessivo		(2.141)	413
di competenza:			
Azionisti Eni		(2.144)	406
- continuing operations		(2.144)	819
- discontinued operations			(413)
Interessenze di terzi		3	7
- continuing operations		3	7
- discontinued operations			

PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi al 1° gennaio 2016		57.409
Totale utile (perdita) complessivo	413	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)	
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)	
Altre variazioni	21	
Totale variazioni	(4.323)	
Patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi al 31 dicembre 2016		53.086
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		53.037
- Interessenze di terzi		49
Patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi azionisti al 1° gennaio 2017		53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(2.141)	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)	
Altre variazioni	18	
Totale variazioni	(5.007)	
Patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi al 31 dicembre 2017		48.079
<i>di competenza:</i>		
- azionisti Eni		48.030
- Interessenze di terzi		49

Il patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi (€48.079 milioni) è diminuito di €5.007 milioni per effetto delle differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€5.573 milioni), nonché della distribuzione di dividendi di €2.881 milioni (saldo

dividendo Eni per l'esercizio 2016 e acconto dividendo per l'esercizio 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal risultato positivo di conto economico di €3.377 milioni.

83 192/668

Eni - Sezione Finanziaria

Eni - Sezione Finanziaria

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il "gearing" misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento

finanziario netto e il capitale investito netto. Il management Eni utilizza tali indicatori per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

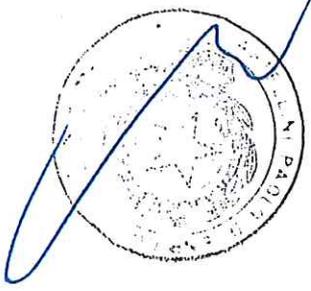
(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.707	27.239	(2.532)
Debiti finanziari a breve termine	4.528	6.675	(2.147)
Debiti finanziari a lungo termine	20.179	20.564	(385)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.363)	(5.674)	(1.689)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.219)	(6.404)	185
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(209)	(385)	176
Indebitamento finanziario netto	10.916	14.776	(3.860)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	48.079	53.086	(5.007)
Leverage	0,23	0,28	(0,05)
Gearing	0,18	0,22	(0,04)

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2017 è pari a €10.916 milioni con una riduzione di €3.860 milioni rispetto al 2016. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €24.707 milioni, di cui €4.528 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €2.286 milioni) e €20.179 milioni a lungo termine. La variazione dell'indebitamento finanziario netto è stata influenzata positivamente dalla gestione e dalla finalizzazione delle dismissioni relative al Dual Exploration Model e di asset minori tra i quali le attività retail in Belgio relative al settore G&P.

Il leverage – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,23

al 31 dicembre 2017, in calo rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016 per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto, parzialmente compensata dal minore total equity di €5.007 milioni dovuto alle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi principalmente il dollaro come valuta funzionale (€5.573 milioni) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2016 e acconto dividendo 2017 per €2.880 milioni), parzialmente compensati dal risultato di periodo.

Il gearing – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto – è pari a 0,18, in riduzione rispetto allo 0,22 del 31 dicembre 2016.



Ne

83 192/669

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutory al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow" cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa rela-

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

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)	4.421
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>					
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.720	7.773	17.216	947
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.446)	(48)	(577)	(3.398)
- dividendi, interessi e imposte		3.650	2.229	3.215	1.421
Variazione del capitale di esercizio		1.440	2.112	4.781	(672)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(3.624)	(3.349)	(4.361)	(275)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		10.117	7.673	12.875	2.444
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				(1.226)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	11.649	2.444
Investimenti tecnici - continuing operations		(8.681)	(9.180)	(10.741)	499
Investimenti tecnici - discontinued operations				(561)	
Investimenti tecnici		(8.681)	(9.180)	(11.302)	499
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(510)	(1.164)	(228)	654
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		5.455	1.054	2.258	4.401
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(373)	465	(1.351)	(838)
Free cash flow		6.008	(1.152)	1.026	7.160
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)		341	5.271	(300)	(4.930)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.712)	(766)	2.126	(946)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)	(2.885)	(3.477)	2
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations		(65)	(3)	(780)	(62)
FLUSSO DI CASSA NETTO		1.689	465	(1.405)	1.224
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo		8.458	5.386	8.510	3.072

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Free cash flow		6.008	(1.152)	1.026	7.160
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		261	5.848	83	(5.587)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		474	284	(818)	190
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)	(2.885)	(3.477)	2
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		3.860	2.095	(3.186)	1.765

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".
 (b) La voce include gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Investimenti:					
- titoli		(316)	(1.317)	(140)	1.001
- crediti finanziari		(72)	(272)	(343)	200
		(388)	(1.589)	(483)	1.201
Disinvestimenti:					
- titoli		223		1	223
- crediti finanziari		506	6.860	182	(6.354)
		729	6.860	183	(6.131)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		341	5.271	(300)	(4.930)

83192/670

Eni Relazione Finanziaria

MURCEN

me

Il flusso di cassa netto da attività operativa del 2017 è stato di €10.117 milioni. Le imposte relative alle dismissioni parziali dell'interest in Zohr e Mozambico (€436 milioni) sono state portate in riduzione del flusso di cassa dei disinvestimenti, come previsto dai principi contabili. Sul flusso di cassa dell'esercizio ha inoltre inciso il maggior volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (€282 milioni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo è stato di €8.458 milioni.

Il flusso di cassa netto ante variazione del capitale di esercizio a costi di rimpiazzo è stato influenzato negativamente da:

- accantonamenti straordinari per crediti in sofferenza relativi al settore E&P e per includere l'effetto dell'expected credit loss in luogo del criterio corrente della perdita sostenuta nel business retail G&P per complessivi €616 milioni oggetto di informativa nella sezione special items;
- un pagamento straordinario a fronte di un tax settlement in Angola per €150 milioni.

Escludendo tali effetti, il flusso di cassa netto ante variazione del capitale di esercizio a costi di rimpiazzo si rideterminerebbe in circa €9,2 miliardi con un incremento del 50% rispetto al 2016 ridetermi-

nato al netto di poste straordinarie/non ricorrenti in €6,2 miliardi.

Ai fini della valutazione della cash neutrality, il management ha rielaborato le principali metriche del rendiconto finanziario per considerare l'efficacia economica retroattiva delle cessioni del Dual Exploration Model relative al 40% dell'asset Zohr in Egitto a BP/Rosneft e all'interest del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil per cui la consideration incassata comprende anche il rimborso degli investimenti sostenuti nel corso del 2017 fino alla completion date. Inoltre, in forza degli accordi con i partner di Stato egiziani nell'ambito dello sviluppo di Zohr, Eni ha incassato nel 2017 circa €0,2 miliardi di anticipi commerciali destinati al finanziamento del progetto.

Pertanto, il flusso di cassa da attività operativa comprensivo degli effetti del circolante e gli investimenti del 2017 si rideterminano rispettivamente in circa €10 miliardi e €7,62 miliardi con un surplus di circa €2,4 miliardi in grado di coprire l'80% del dividendo complessivo di €2,88 miliardi. Conseguentemente, valorizzando in circa €0,2 miliardi il maggior cash flow per ogni dollaro di incremento del Brent (e viceversa), la copertura organica degli investimenti e del dividendo si ridetermina in corrispondenza di uno scenario Brent di 57 \$/barile, meglio della previsione iniziale del management di 60 \$/barile ed in linea con l'obiettivo di lungo termine di una cash neutrality stabilmente inferiore ai 60 \$/barile.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		7.739	8.254	9.980	(515)	(6,2)
- acquisto di riserve proved e unproved		5	2		3	..
- ricerca esplorativa		442	417	566	25	6,0
- sviluppo		7.236	7.770	9.341	(534)	(6,9)
- altro		56	65	73	(9)	(13,8)
Gas & Power		142	120	154	22	18,3
Refining & Marketing e Chimica		729	664	628	65	9,8
- Refining & Marketing		526	421	408	105	24,9
- Chimica		203	243	220	(40)	(16,5)
Corporate e altre attività		87	55	64	32	58,2
Effetto eliminazione utili interni		(16)	87	(85)		
Investimenti tecnici - continuing operations		8.681	9.180	10.741	(499)	(5,4)
Investimenti tecnici - discontinued operations				561		
Investimenti tecnici		8.681	9.180	11.302	(499)	(5,4)

Nel 2017 gli investimenti tecnici di €8.681 milioni (€9.180 milioni nel 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€7.236 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. Le attività di ricerca esplorativa (€442 milioni) hanno riguardato in particolare Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio. Nel flusso di cassa netto dell'attività operativa sono rilevati esborsi per €273 milioni relativi ai costi per prospezioni e studi geologici e geofisici contabilizzati fra i costi operativi;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€395 milioni) fi-

nalizzata 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; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel Resto d'Europa (€131 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€102 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€36 milioni).



me

83 192 / 674

| Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Measure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientali e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Recentemente è stato riformulato in modo meno vincolistico il regime regolatorio nei confronti degli obblighi di modulazione delle forniture gas al settore civile sulla cui base il management ha progressivamente ridotto gli stock di gas e ha attivato una gestione commerciale del magazzino. Tale gestione ha l'obiettivo di ottimizzazione dei margini attraverso la cattura dello spread dei prezzi del gas tra le fasi di immissione (periodo estivo) e quelle di prelievo (periodo invernale). Pertanto dalla chiusura della campagna di immissione ad ottobre 2017, quindi dal IV trimestre, è stata rivista la rilevazione nella dimensione adjusted del profit loss on stock ed i prelievi del gas da stock sono valorizzati sulla base del costo medio definito nella fase di immissione al netto delle coperture attivate, assicurando nel momento di matching con le corrispondenti vendite (al netto delle relative coperture) la corretta valorizzazione e responsabilizzazione delle performance economiche.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento del business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures.

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

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'u-

tile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

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

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special Item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentative della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Utile operativo adjusted e utile netto adjusted su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 riportati nella presente relazione, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS 5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo della Saipem alle continuing

operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone e utile netto adjusted standalone.

Profit per boe

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

Opex per boe

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

Finding & Development cost per boe

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

Leverage

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

Gearing

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

ROACE Adjusted

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

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazio-

ne del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino.

Free cash flow

Il free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

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

83 192 / 672

ENI SEZIONALE FINANZIARIA
Mazzoni

me


 me

83192/6f3

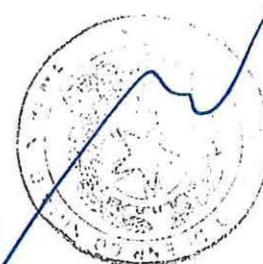
2017	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing & Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo		7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(213)		(6)	(219)
Esclusione special item:					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

(a) Escludono gli special item.

83192/679

2016	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo		2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino			90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione special item:									
- oneri ambientali			1	104	88		193		193
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)		81	104	40		(459)		(459)
- radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7						7		7
- plusvalenze nette su cessione di asset	(2)			(8)			(10)		(10)
- accantonamenti a fondo rischi	105		17	28	1		151		151
- oneri per incentivazione all'esodo	24		4	12	7		47		47
- derivati su commodity	19	(443)		(3)			(427)		(427)
- differenze e derivati su cambi	(3)	(19)		3			(19)		(19)
- altro	461	270		26	93		850		850
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)		266	229		333		333
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)		583	(452)	80	2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)	6		1	(721)		(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68	(20)		32	(6)		74		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)	74		(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)
Tax rate (%)	79,7	18,3		32,0			120,6		120,6
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)		419	(991)	61	(333)		(333)
di competenza:									
- interessenze di terzi							7		7
- azionisti Eni							(340)		(340)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(1.464)	413	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(120)		(120)
Esclusione special item							1.244	(413)	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(340)		(340)

(a) Escludono gli special item.



Ne

83 192/675

2015	(€ milioni)	Discontinued operations										CONTINUING OPERATIONS Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE		
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.922	(3.076)		(4.304)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877			127	1.136				1.136		1.136
Esclusione special item:													
- oneri ambientali			137	88			225				225		225
- svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)		(590)	6.534		6.534
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
- plusvalenze nette su cessione di asset	(403)		(8)	4	1		(406)	(1)		(1)	(407)		(407)
- accantonamenti a fondo rischi		226	(5)	(10)			211				211		211
- oneri per incentivazione all'esodo	15	6	8	1	12		42	(12)		(12)	30		30
- derivati su commodity	12	90	68		(6)		164	6	(6)		164		170
- differenze e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
- altro	195	535	30	25			785				785		785
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.141	1.000	1.385	128	597		8.251	(597)	(6)	(603)	7.648		7.654
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	695	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(272)	11	(2)	(686)	(5)		(954)	5	24	29	(925)	(24)	(949)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	254	(2)	69	285	17		623	(17)		(17)	606		606
Imposte sul reddito ^(a)	(3.173)	(51)	(250)	107	(212)	(47)	(3.626)	212	(53)	159	(3.467)	53	(3.414)
Tax rate (%)	76,2	..	32,8	89,4	64,3	..	82,4
Utile (perdita) netto adjusted	991	(168)	512	(663)	(297)	57	432	297	1.193	1.490	1.922	(1.193)	729
di competenza:													
- interessenze di terzi							(243)			848	605	(679)	(74)
- azionisti Eni							675			642	1.317	(514)	803
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.778)			826	(7.952)		(7.952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							782				782		782
Esclusione special item							8.671		(184)		8.487		8.487
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(514)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							675			642	1.317		803

(a) Escludono gli special item.

83 192 / 676

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			63.158		70.793
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.283		1.184
Attività immateriali			2.925		3.269
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			3.730		4.316
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11 e nota 21)		1.698		1.932
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.379)		(1.765)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 11)	597		171	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento non correnti	(vedi nota 23)	118		222	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 25)	(2.094)		(2.158)	
Totale Capitale Immobilizzato			71.415		79.729
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			4.621		4.637
Crediti commerciali	(vedi nota 11)		10.182		11.186
Debiti commerciali	(vedi nota 25)		(10.890)		(11.038)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(2.387)		(3.073)
- passività per imposte sul reddito correnti		(472)		(426)	
- passività per altre imposte correnti		(1.472)		(1.293)	
- passività per imposte differite		(5.900)		(6.667)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 33)	(45)		(44)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 25)	(4)		(8)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 11)	1		1	
- attività per imposte sul reddito correnti		191		383	
- attività per altre imposte correnti		729		689	
- attività per imposte anticipate		4.078		3.790	
- altre attività per imposte	(vedi nota 23)	507		502	
Fondi per rischi ed oneri			(13.447)		(13.896)
Altre attività (passività), composte da:			287		1.171
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)	84		86	
- altri crediti	(vedi nota 11)	4.641		5.692	
- altre attività (correnti)		1.573		2.591	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 23)	698		624	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 25)	(3.760)		(3.499)	
- altre passività (correnti)		(1.515)		(2.599)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 33)	(1.434)		(1.724)	
Totale Capitale di esercizio netto			(11.634)		(11.013)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.022)		(868)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			236		14
composte da:					
- attività destinate alla vendita		323		14	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(87)			
CAPITALE INVESTITO NETTO			58.995		67.862
Patrimonio netto comprese le Interessenze di terzi			48.079		53.086
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.707		27.239
- passività finanziarie a lungo termine		20.179		20.564	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.286		3.279	
- passività finanziarie a breve termine		2.242		3.396	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(7.363)		(5.674)
Titoli held-for-trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 10)		(6.219)		(6.404)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)		(209)		(385)
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)			10.916		14.776
COPERTURE			58.995		67.862

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 29 al Bilancio consolidato.

83 192/1077

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2017		2016		
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile (perdita) netto - continuing operations			3.377		(1.044)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:					
Ammortamenti e altri componenti non monetari			8.720		7.773
- ammortamenti		7.483		7.559	
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(225)		(475)	
- radiazioni		263		350	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		267		326	
- altre variazioni		894		(9)	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti		38		22	
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(3.446)		(48)
Dividendi, interessi e imposte			3.650		2.229
- dividendi		(205)		(143)	
- interessi attivi		(283)		(209)	
- interessi passivi		671		645	
- imposte sul reddito		3.467		1.936	
Variazione del capitale di esercizio			1.440		2.112
- rimanenze		(346)		(273)	
- crediti commerciali		657		1.286	
- debiti commerciali		284		1.495	
- fondi per rischi e oneri		96		(1.043)	
- altre attività e passività		749		647	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati			(3.624)		(3.349)
- dividendi incassati		291		212	
- interessi incassati		104		160	
- interessi pagati		(582)		(780)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.437)		(2.941)	
Flusso di cassa netto da attività operativa			10.117		7.673
Investimenti tecnici			(8.681)		(9.180)
- attività materiali		(8.490)		(9.067)	
- attività immateriali		(191)		(113)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda			(510)		(1.164)
- partecipazioni		(510)		(1.164)	
Dismissioni			5.455		165
- attività materiali		2.745		19	
- attività immateriali		2			
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute ^(a)		2.662		(362)	889
- imposte pagate sulle dismissioni		(436)			
- partecipazioni		482		508	
Altre variazioni relative all'attività di investimento			(373)		465
- investimenti finanziari: titoli		(316)		(1.336)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari		(657)		(1.208)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		152		(8)	
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		388		1.589	
- disinvestimenti finanziari: titoli		224		20	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari		999		8.063	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		(434)		205	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(729)		(6.860)	
Free cash flow			6.008		(1.152)

(a) Nel rendiconto finanziario statutorio i disinvestimenti 2016 comprendono la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA a COP Equity con un incasso di €463 milioni, esposto al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti del gruppo Saipem di €889 milioni (come richiesto dallo IAS7). Per effetto della rappresentazione di Saipem come discontinued operation nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2015, tali disponibilità liquide ed equivalenti sono state portate in riconciliazione nel rendiconto finanziario statutorio 2015 e 2016, al fine di rappresentare le disponibilità liquide del gruppo escluse quelle riferibili alle discontinued operation. Nel rendiconto finanziario riclassificato 2016 le poste relative alle disponibilità liquide ed equivalenti di Saipem sono espresse su base netta.

83 192/678

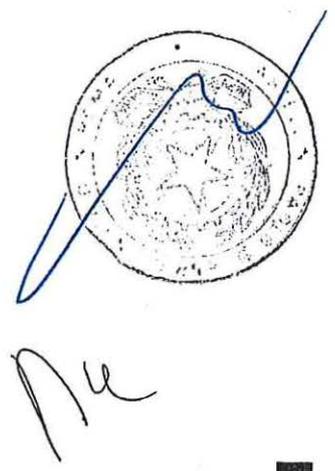
Eni Rendiconto Finanziario

segue Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale

	2017		2016	
	(€ milioni)	Valori da schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow				6.008
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento				(1.152)
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa				5.271
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa				
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti				
- assunzione debiti finanziari non correnti				
- rimborsi di debiti finanziari non correnti				
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti				
Flusso di cassa del capitale proprio				
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni				
- dividendi distribuiti ad altri azionisti				
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations				
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrelevanti)				
Flusso di cassa netto				

M. Rossi
 1/11/2017
 M. Rossi



83192/679

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI DI ENI SPA

Nel 2017 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA in relazione alle iniziative di valorizzazione del business retail G&P. L'operazione è stata effettuata in continuità dei valori civilistici e fiscali e ha determinato un valore di iscrizione della partecipazione di €1.545 milioni. Il conferimento ha riguardato principalmente, fra le attività, crediti commerciali per €1.908 milioni ed il goodwill precedentemente iscritto e riveniente da incorporazioni di società attive nel settore retail gas (€823 milioni). Inoltre, nell'ambito dell'operazione di conferimento del ramo, Eni ha concesso ad Eni

gas e luce SpA un finanziamento di €850 milioni in relazione alla definizione della struttura finanziaria della società; l'atto di conferimento è stato stipulato il 12 giugno 2017, con efficacia dal 30 giugno 2017;

- acquisizione del ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali-finanziarie di Eni e gestione delle partecipazioni" da Eni Adfin SpA; l'atto è stato stipulato in data 28 settembre 2017, con efficacia dal 1° ottobre 2017;
- cessione del ramo d'azienda afferente il deposito di Vado Ligure. L'atto è stato stipulato in data 28 luglio 2017, con efficacia 1° agosto 2017.

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Ricavi della gestione caratteristica		28.984	27.718	33.713	1.266
Altri ricavi e proventi		2.316	547	342	1.769
Costi operativi		(28.517)	(28.426)	(34.469)	(91)
Altri proventi e (oneri) operativi		(239)	(50)	(622)	(189)
Ammortamenti		(727)	(815)	(909)	88
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(111)	(443)	(136)	332
Radiazioni		(5)	(209)	(63)	204
Utile (perdita) operativa		1.701	(1.678)	(2.144)	3.379
Proventi (oneri) finanziari netti		(646)	(446)	(435)	(200)
Proventi (oneri) su partecipazioni		2.702	6.058	5.182	(3.356)
Utile prima delle imposte		3.757	3.934	2.603	(177)
Imposte sul reddito		(171)	232	(445)	(403)
Utile netto - continued operations		3.586	4.166	2.158	(580)
Utile netto - discontinued operations			355	49	(355)
Utile netto		3.586	4.521	2.207	(935)

Utile netto

L'utile netto di €3.586 milioni si riduce di €935 milioni per effetto essenzialmente: (i) dei minori proventi connessi alla gestione delle partecipazioni a seguito essenzialmente dei minori dividendi distribuiti da società controllate e dalla circostanza che nell'esercizio 2016 vennero rilevati, nell'ambito delle discontinued operations, gli effetti connessi alla cessione di una quota del 12,503%

della Saipem SpA alla CDP Equity SpA; (ii) delle maggiori imposte sul reddito. Tali fenomeni sono in parte compensati dal miglioramento del risultato operativo della Exploration & Production, per effetto essenzialmente della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni), e della Gas & Power.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production		2.225	1.874	2.753	351
Gas & Power		14.331	15.460	18.800	(1.129)
Refining & Marketing		14.275	11.813	14.480	2.462
Corporate		864	869	941	(5)
Elisioni		(2.711)	(2.298)	(3.261)	(413)
		28.984	27.718	33.713	1.266

83 192 / 680

I ricavi Exploration & Production (€2.225 milioni) aumentano di €351 milioni, pari al 19%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei prezzi di vendita del greggio e del gas (+46% e +35% rispettivamente) e dell'incremento dei volumi di idrocarburi prodotti, pari all'1,8%, equivalente a 0,8 milioni di boe.

I ricavi Gas & Power (€14.331 milioni) si riducono di €1.129 milioni essenzialmente per effetto del conferimento del ramo d'azienda del

business retail ad Eni gas e luce SpA efficace dal 30 giugno 2017.

I ricavi Refining & Marketing (€14.275 milioni) aumentano di €2.462 milioni, pari al 21%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi.

I ricavi della Corporate (€864 milioni) sono sostanzialmente in linea con l'esercizio 2016.

Utile (perdita) operativa

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Exploration & Production		2.164	(445)	472	2.609
Gas & Power		(304)	(1.166)	(1.643)	862
Refining & Marketing		329	403	(631)	(74)
Corporate		(479)	(384)	(331)	(95)
Eliminazione utili interni ^(a)		(9)	(86)	(11)	77
Utile (perdita) operativa		1.701	(1.678)	(2.144)	3.379

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni tra linee di business di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

L'utile operativo della Exploration & Production (€2.164 milioni) migliora di €2.609 milioni a seguito essenzialmente: (i) della plusvalenza realizzata a seguito della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni); (ii) dell'incremento dei prezzi degli idrocarburi. Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dai maggiori accantonamenti ai fondi per oneri ambientali; (ii) dalle maggiori royalties correlate all'incremento dei prezzi. Si rileva inoltre che, in data 15 aprile 2017, è stata disposta, da parte della Regione Basilicata, l'interruzione delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA) a causa della rilevazione di una contaminazione da sversamento di idrocarburi nella rete fognaria esterna allo stabilimento industriale. Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività presso il COVA avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte delle Autorità competenti una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza; tale evento rileva parzialmente nel confronto con i dati dell'esercizio 2016 interessato anch'esso da una interruzione dell'attività produttiva nel periodo 31 marzo - 12 agosto 2016.

La perdita operativa della Gas & Power (€304 milioni) si riduce di €862 milioni a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2016 vennero rilevati gli oneri connessi alla revisione di stima dei crediti per fatture da emettere per vendite di gas ed energia elettrica del segmento Retail; (ii) dell'effetto delle rinegoziazioni di alcuni contratti di acquisto long-term; (iii) dell'allineamento delle indicizzazioni di contratti GNL; (iv) dei minori costi di logistica.

L'utile operativo della Refining & Marketing (€329 milioni) si riduce di €74 milioni per effetto essenzialmente della circostanza che nell'esercizio precedente venne rilevato un maggior incremento del valore del magazzino in considerazione dell'andamento dei prezzi dell'ultima parte dell'esercizio 2016 rispetto a quanto registrato nel 2017. Questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dal miglioramento del business Refining, per effetto dei benefici delle azioni di riassetto del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni; (ii) dalla performance positiva del business commerciale, per effetto delle politiche commerciali che hanno favorito i segmenti premium.

Proventi (oneri) su partecipazioni

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
Dividendi		3.061	6.486	10.366	(3.425)
Plusvalenze nette da vendite				149	
Altri proventi		153	202	49	(49)
Totale proventi		3.214	6.688	10.564	(3.474)
Svalutazioni e perdite		(512)	(630)	(5.423)	118
Proventi (oneri) su partecipazioni		2.702	6.058	5.141	(3.356)

La riduzione dei dividendi di €3.425 milioni deriva essenzialmente dalle minori distribuzioni operate da Eni International BV (€3.066 milioni), Eni Insurance DAC (€400 milioni) ed Eni

Finance International (€77 milioni), parzialmente compensati dai maggiori dividendi distribuiti da Eni Trading & Shipping SpA (€113 milioni).

83 192 / 681

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNO 2017

Imposte sul reddito

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.
IRES		(10)	44	31	(54)
IRAP		(1)			(1)
Addizionale legge n. 7/09		(61)			(61)
Totale Imposte correnti		(72)	44	31	(116)
Imposte differite		(12)	35	37	(47)
Imposte anticipate		138	160	(531)	(22)
Totale Imposte differite e anticipate		126	195	(494)	(69)
Totale Imposte estere		(311)	(10)	(10)	(301)
Totale Imposte sul reddito Eni SpA		(257)	229	(473)	(486)
Imposte relative alla rilevazione delle joint operation		86	3	28	83
		(171)	232	(445)	(403)

Le **Imposte sul reddito** di €171 milioni si incrementano di €403 milioni a seguito essenzialmente: (i) del pagamento delle imposte relative alla cessione dell'interest del 25% nell'Area4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€301 milioni); (ii) delle maggiori imposte differite nette per €69 milioni; (iii) per lo stanziamento dell'addizionale IRES legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libian Tax) (€61 milioni). Tali effetti sono parzialmente compensati dalle minori imposte differite delle joint operation a seguito dell'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico.

La differenza del 19,45% tra il tax rate effettivo (4,55%) e teorico (24%) è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con effetto sul tax rate del 18,57%; (ii) alla quota non imponibile delle dismissioni, con effetto sul tax rate del 12%. Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dalle imposte relative alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico, con un effetto sul tax rate dell'8,01%; (ii) dalle svalutazioni nette delle partecipazioni con un effetto sul tax rate del 2,34%.

83192/682

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO¹

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito,

sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	7.178	8.046	(868)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.297	1.172	125
Attività immateriali	195	1.205	(1.010)
Partecipazioni	42.337	40.009	2.328
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	5.090	3.163	1.927
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(156)	220	(376)
	55.941	53.815	2.126
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	1.389	1.277	112
Crediti commerciali	5.111	6.813	(1.702)
Debiti commerciali	(5.254)	(5.333)	79
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	698	817	(119)
Fondi per rischi e oneri	(3.781)	(4.054)	273
Altre attività (passività) d'esercizio	(711)	(959)	248
	(2.548)	(1.439)	(1.109)
Fondi per benefici ai dipendenti	(353)	(391)	38
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2	4	(2)
CAPITALE INVESTITO NETTO	53.042	51.989	1.053
Patrimonio netto	42.529	41.935	594
Indebitamento finanziario netto	10.513	10.054	459
COPERTURE	53.042	51.989	1.053

Il capitale investito netto al 31 dicembre 2017 ammonta a €53.042 milioni con un incremento di €1.053 milioni rispetto al 31 dicembre 2016.

Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato (€55.941 milioni) aumenta di €2.126 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 a seguito: (i) dell'incremento netto delle partecipazioni (€2.328 milioni) per effetto essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" che ha determinato un incremento del valore di iscrizione della partecipazione in Eni gas e luce SpA di €1.535 milioni e degli interventi sul capitale sociale delle partecipate parzialmente compensati dai rimborsi, cessioni e riduzioni di valore; (ii) dell'incremento dei crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa di (€1.927 milioni) in particolare per la concessione di finanziamenti alle società controllate Eni Finance International SA ed Eni gas e luce SpA nell'ambito dell'operazione di conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power". Tali effetti sono parzialmente compensati: (i) dal decremento delle attività immateriali (€1.010 milioni) a seguito essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" che ha comportato il trasferimento, tra l'altro, del goodwill precedentemente iscritto e rinveniente da operazioni di incorporazione operata da Eni SpA di società operanti nel settore retail gas; (ii) dal decremento degli immobili, impianti e macchinari (€868 milioni) per effetto essenzialmente della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di

sviluppo nell'offshore del Mozambico; (iii) dall'incremento dei debiti netti relativi all'attività di investimento (€376 milioni) per effetto essenzialmente della circostanza che al 31 dicembre 2016 erano stati iscritti crediti verso Eni Gas & Power NV per rimborsi di capitale (€381 milioni) che sono stati rilevati nel primo semestre 2017.

Capitale di esercizio

Il capitale di esercizio netto, negativo di €2.548 milioni si riduce di €1.109 milioni a seguito essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" che ha riguardato principalmente: (i) crediti commerciali (€1.908 milioni); (ii) debiti commerciali (€571 milioni); (iii) altre passività nette d'esercizio (€219 milioni), relative principalmente ai depositi cauzionali ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione. Inoltre, le attività destinate alla vendita comprendono la riclassifica della partecipazione in Tigaz Zrt, completamente svalutata, a seguito dell'accordo avvenuto il 18 dicembre 2017 tra Eni e MET Holding AG che prevede la cessione della totalità delle azioni detenute da Eni. Il perfezionamento dell'operazione è subordinato all'approvazione delle Autorità competenti.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

ne

83192/683

PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2016		41.935
<i>Incremento per:</i>		
Utile netto	3.586	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	7	
		3.593
<i>Decremento per:</i>		
Acconto sul dividendo 2017	(1.441)	
Distribuzione saldo dividendo 2016	(1.440)	
Differenze cambio da conversione joint operation	(98)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(20)	
		(2.999)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2017		42.529

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	31 dicembre 2017	31 dicembre 2016	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari		24.962	26.727	(1.765)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>		6.119	7.173	(1.054)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>		18.843	19.554	(711)
Disponibilità liquide ed equivalenti		(6.214)	(4.583)	(1.631)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(2.442)	(6.028)	3.586
Altre attività finanziarie destinate al trading		(5.793)	(6.062)	269
Indebitamento finanziario netto		10.513	10.054	459

L'aumento dell'indebitamento finanziario netto di €459 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti in partecipazioni (€2.586 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) al pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2016 di €0,4 per azione (€1.440 milioni); (iii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di €0,4 per azio-

ne (€1.440 milioni); (iv) agli investimenti relativi ad attività materiali ed immateriali (€773 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati: (i) dal flusso di cassa netto da attività operativa (€3.281 milioni); (ii) dalle dismissioni (€3.108 milioni) in particolare la cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico al netto delle imposte pagate (€2.061 milioni).

83 192 / 686

Eni - Sezione Finanziaria

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO²

	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.
Utile netto - continuing operations		3.586	4.166	(580)
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		1.482	2.016	(534)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(1.996)	29	(2.025)
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(2.495)	(6.291)	3.796
Variazione del capitale di esercizio		(52)	765	(817)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		2.756	5.938	(3.182)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		3.281	6.623	(3.342)
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				
Flusso di cassa netto da attività operativa		3.281	6.623	(3.342)
Investimenti tecnici		(773)	(846)	73
Investimenti in partecipazioni		(2.586)	(8.299)	5.713
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa		(1.139)	3.820	(4.959)
Dismissioni		3.108	2.214	894
Altre variazioni relative all'attività di investimento		382	(507)	889
Free cash flow		2.273	3.005	(732)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		3.557	(2.362)	5.919
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.319)	2.683	(4.002)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.880)	(2.881)	1
Effetto delle fusioni			6	(6)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		1.631	451	1.180
Free cash flow		2.273	3.005	(732)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.880)	(2.881)	1
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)		(117)	(605)	488
Debiti e crediti finanziari società disinvestite ^(b)		265		265
Variazioni dell'indebitamento per effetto delle fusioni			51	(51)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(459)	(430)	(29)

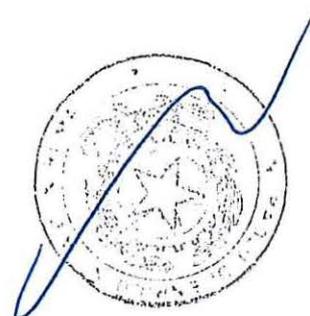
(a) La voce, nel 2016, accoglieva gli effetti della rinuncia ai crediti finanziari non strumentali all'attività operativa verso Versalis SpA nell'ambito dell'operazione complessiva di ricapitalizzazione della società.

(b) La voce accoglie gli effetti della cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	Var. ass.
Exploration & Production		361	489	(128)
Gas & Power		11	28	(17)
Refining & Marketing		369	308	61
Corporate		32	21	11
Investimenti tecnici		773	846	(73)

(2) Si rinvia al Commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.



De

83 192/685

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Voci dello stato patrimoniale riclassificato

(dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)

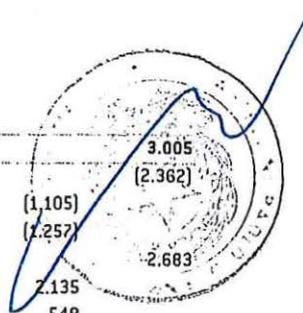
(€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			7.178		8.046
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.297		1.172
Attività immateriali			195		1.205
Partecipazioni			42.337		40.009
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			5.090		3.163
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	258		1.735	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 19)	4.832		1.428	
Crediti (Debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(156)		220
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 21)	3		387	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(159)		(167)	
Totale Capitale Immobilizzato			55.941		53.815
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			1.389		1.277
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		5.111		6.813
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(5.254)		(5.333)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			698		817
- passività per imposte sul reddito correnti		(64)		(4)	
- passività per altre imposte correnti		(809)		(887)	
- attività per imposte sul reddito correnti		59		92	
- attività per altre imposte correnti		267		346	
- attività per imposte anticipate		1.152		1.185	
- altre attività non correnti	(vedi nota 21)	80		80	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	265		101	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(229)		(73)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(23)		(23)	
Fondi per rischi ed oneri			(3.781)		(4.054)
Altre attività (passività) di esercizio:			(711)		(959)
- altri crediti	(vedi nota 9)	510		596	
- altre attività (correnti)		693		1.011	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 21)	399		618	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(583)		(636)	
- altre passività (correnti)		(872)		(1.205)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(858)		(1.343)	
Totale Capitale di esercizio netto			(2.548)		(1.439)
Fondi per benefici ai dipendenti			(353)		(391)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(vedi nota 33)		2		4
CAPITALE INVESTITO NETTO			53.042		51.989
Patrimonio netto			42.529		41.935
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			24.962		
- passività finanziarie a lungo termine		18.843		19.554	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.973		3.014	
- passività finanziarie a breve termine		4.146		4.159	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.214		4.583	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	2.442		6.028	
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.793		6.062	
Totale Indebitamento finanziario netto			10.513		10.054
COPERTURE			53.042		51.989

83192/686

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e
confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale

(€ milioni)	31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto - continuing operations		3.586		4.166
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		1.482		2.016
- ammortamenti	727		815	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	111		443	
- radiazioni	5		209	
- effetto valutazione partecipazioni	367		374	
- differenze cambio da allineamento	(26)		(64)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	256		223	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	42		16	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(1.996)		29
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(2.495)		(6.291)
- dividendi	(3.061)		(6.486)	
- interessi attivi	(204)		(161)	
- interessi passivi	599		588	
- imposte sul reddito	171		(232)	
Variazione del capitale di esercizio		(52)		765
- rimanenze	(238)		(66)	
- crediti commerciali	241		1.353	
- debiti commerciali	335		93	
- fondi per rischi ed oneri	(195)		(30)	
- altre attività e passività	(195)		(585)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		2.756		5.938
- dividendi incassati	3.076		6.458	
- interessi incassati	201		165	
- interessi pagati	(576)		(692)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	55		7	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		3.281		6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				
Flusso di cassa netto da attività operativa		3.281		6.623
Investimenti tecnici:		(773)		(846)
- immobilizzazioni materiali	(738)		(788)	
- immobilizzazioni immateriali	(35)		(58)	
Investimenti in partecipazioni		(2.586)		(8.299)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		(1.140)		3.820
- crediti finanziari strumentali	(1.140)		3.820	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute				
Variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale				(507)
Titoli strumentali all'attività operativa		1		
Dismissioni:		3.108		2.214
- immobilizzazioni materiali	14		5	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	1.033		2.209	
- altre attività destinate alla vendita				
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.362			
- imposte pagate su dismissioni	(301)			
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		382		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	382			
Free cash flow		2.273		3.005
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		3.557		(2.362)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.556		(1.105)	
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	1		(1.257)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		(1.319)		2.683
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(1.345)		2.135	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	26		548	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(2.880)		(2.881)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)		(2.881)	
Effetto delle fusioni				6
Flusso di cassa netto di periodo		1.631		451

ENI Finanziaria
 Direzione Finanziaria
 M. ...
 ...
 ...



83 192/687

FATTORI DI RISCHIO E INCERTEZZA

PREMESSA

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi del bilancio consolidato.

RISCHI CONNESSI ALLA CICLICITÀ DEL SETTORE OIL&GAS

I risultati di Eni, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e il cash flow a livello consolidato e determina la flessione dei risultati nel confronto anno su anno; viceversa in caso di aumento dei prezzi. L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione Eni non è esposta al rischio prezzo poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing (PSA) che garantisce alla compagnia petrolifera internazionale nel ruolo di contrattista il recupero di un ammontare fisso di costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio volume (vedi di seguito). Sulla base del portafoglio corrente di asset oil&gas, il management stima che rispetto al prezzo di piano per il 2018 di 60\$/bl, per ogni variazione di +/- 1 \$/bl l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €200 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare equivalente.

La ripresa del prezzo del petrolio avviata dalla seconda metà del 2017 si è rafforzata nella parte finale dell'anno e nello scorcio iniziale del 2018, con le quotazioni del riferimento Brent che hanno raggiunto quota 70\$/bl, il valore massimo da tre anni a questa parte. La quotazione media Brent del 2017 è stata di circa 54 \$/bl con un incremento del 24% rispetto al 2016, scontando la fase di debolezza della primavera 2017. Il mercato petrolifero è stato sostenuto dal migliore equilibrio nei fondamentali per effetto della buona dinamica della domanda (cresciuta nel 2017 di circa 1,5-1,7 milioni barili/giorno) trainata dalla ripresa globale e dal contenimento dell'offerta che hanno determinato la progressiva normalizzazione dei livelli delle scorte globali di greggio. Sul lato offerta hanno influito la piena regimazione dei tagli produttivi adottati dall'OPEC e da altri dieci Paesi produttori (in primis la Russia) pari a circa 1,8 milioni barili/giorno, l'elevato livello di compliance alle quote produttive e, in prospettiva, l'accordo di fine novembre di prorogare i tagli per tutto il 2018 rispetto alla scadenza inizialmente concordata di marzo. Altri fattori a sostegno dei prezzi sono stati il riaffacciarsi delle tensioni geopolitiche nell'area del Golfo e l'ir-

rigidimento dei rapporti USA-Iran, nonché il declino produttivo del Venezuela alle prese con la crisi politica e finanziaria interna. Le statistiche sulla ripresa dell'attività del tight-oil USA puntano a una ripresa dell'attività.

Guardando al medio-lungo termine, il management prevede uno scenario mid-cycle con un prezzo di lungo termine di \$72 in termini reali 2021 (crescita nominale del 2% corrispondente alla previsione Eni del tasso di inflazione di lungo termine dei Paesi OCSE) sulla base dell'analisi dei fondamentali del settore, considerando la moderata ma costante crescita della domanda energetica globale e il probabile deficit produttivo che si verrà a creare nel medio termine a causa dei massicci tagli agli investimenti fatti dalle compagnie petrolifere internazionali in risposta alla contrazione dei cash flow durante il downturn. Tuttavia valutati i rischi e le incertezze di tali scenari globali, relativi in particolare alla posizione dell'OPEC, al riaffiorare del rischio geopolitico, alla circostanza che i mercati futuri del prezzo del greggio rimangono in backwardation, all'evoluzione dei costi marginali e dei rendimenti per rig delle produzioni unconventional USA e all'andamento macroeconomico globale, la direzione aziendale conferma un approccio prudente nelle decisioni d'investimento mantenendo una rigorosa "capital discipline". Per il quadriennio 2018-2021 Eni prevede un programma d'investimenti di €31,6 miliardi, in marginale aumento rispetto al piano precedente; circa il 50% della manovra d'investimento a fine piano è "uncommitted" consentendo all'Azienda di mantenere un'adeguata flessibilità finanziaria in caso di repentini mutamenti dello scenario. Per il 2018, Eni prevede un livello di spending di circa €7,7 miliardi, in linea con il 2017. Nonostante il controllo degli investimenti, il management intende mantenere un elevato tasso di crescita della produzione d'idrocarburi pari a circa il 3,5% in media nell'arco del prossimo quadriennio. Nel coniugare crescita e contenimento dei costi, il management ha fatto leva in particolare sull'approccio modulare nella realizzazione dei grandi progetti e sulla riduzione del capitale inattivo attraverso l'ottimizzazione del time-to-market delle riserve. Tali azioni, unitamente alla ristrutturazione dei business mid e downstream e al ridimensionamento dei costi corporate, hanno l'obiettivo di ridurre il livello di prezzo del Brent al quale la Compagnia consegue la cash neutrality, cioè la copertura dei fabbisogni per investimenti e il pagamento del dividendo attraverso il cash flow operativo, stimata a circa 57 \$/bl per il 2017 e proiettata in media a circa 55 \$/bl nel prossimo quadriennio. L'attività oil&gas è un settore capital-intensive che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione, lo sviluppo, l'estrazione e la produzione delle riserve d'idrocarburi. Il controllo degli investimenti e la disciplina finanziaria rappresentano le variabili cruciali per il conseguimento dell'equilibrio patrimoniale. Storicamente i nostri investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento e all'emissione di bond e commercial pa-

83192/688

per coprire eventuali deficit. Nonostante la riduzione del livello di Brent, che consente l'autofinanziamento degli investimenti (per il 2017 pari a circa 43 \$/bl), il nostro cash flow operativo è soggetto a numerose variabili: (i) il rischio prezzo; (ii) i volumi di petrolio e gas che saranno effettivamente estratti dai nostri pozzi di produzione; (iii) la nostra capacità e il time-to-market nello sviluppare le riserve; (iv) i rischi politici; e (v) l'efficiente gestione del circolante.

Nel caso in cui il nostro cash flow operativo non sia in grado di finanziare il 100% degli investimenti tecnici "committed", la Compagnia si vedrebbe costretta a ridimensionare le riserve di liquidità o a emettere nuovi strumenti di debito. Nella programmazione dei flussi finanziari Eni ha considerato i fabbisogni per il pagamento dei dividendi agli azionisti. Alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale, Eni dispone di una riserva di liquidità dimensionata in modo da rispondere agli obiettivi di: (i) far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario e restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali); e (ii) assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo Eni.

Sulla base di tali considerazioni, un'evoluzione negativa dello scenario o una riduzione strutturale del prezzo della commodity potrebbe avere effetti negativi significativi sulle nostre prospettive di business, sui risultati operativi, il cash flow, la liquidità, la capacità di finanziare i programmi di investimento e di far fronte ai nostri commitments e i ritorni per l'azionista in termini di ammontare del dividendo e di andamento in borsa del titolo Eni. Inoltre, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà oil&gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni, nonché riconsiderare i piani di investimento a più lungo termine in funzione dell'impatto della flessione dei prezzi sulla redditività dei progetti di sviluppo, alla luce del rischio che i prezzi correnti potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Questo potrebbe comportare la cancellazione, il rinvio o la differente modulazione dei progetti con ricadute negative sui tassi di crescita e sull'autofinanziamento disponibile per la crescita futura. Considerata la complessità del processo valutativo e i lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta.

Infine, la volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che l'effetto prezzo nei PSA ha determinato nel 2017 minori entitlement di produzione rispetto al 2016, pari a circa 20 mila boe/giorno, o 2.000 barili/giorno per ogni dollaro/barile di aumento delle quotazioni del petrolio.

Tuttavia tale ratio non può essere estrapolato in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente poiché può condurre a risultati sensibilmente diversi.

I risultati del business Refining & Marketing e Chimica dipendono principalmente dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti e dai relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati del business varia in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima.

RISCHIO PAESE

Al 31 dicembre 2017 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi e circa il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati, per ragioni storiche e culturali, da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti petroliferi di Stato che sono partner di Eni nei progetti industriali, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.

Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in guerre, atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici o di fornitori locali qualificati nelle iniziative che richiedono il rispetto di soglie minime di local content; e (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo.

Il Venezuela, sta attraversando una fase di esposizione a questo rischio.

L'attività Eni nel Paese è concentrata in due grandi progetti: il giacimento offshore Perla gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e dal campo a olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima joint venture con la società petrolifera di Stato PDVSA in regime di "Empresa Mixta". Eni ha investito circa €1,5 miliardi nelle due iniziative petrolifere ai quali si aggiungono crediti commerciali scaduti verso PDVSA per le forniture di gas

Relazione Finanziaria Annuale 2017
 Gruppo Eni
 Milano, 12 dicembre 2017

me

83 192/689

del giacimento Perla pari a circa €500 milioni, posseduti sia dalla venture sia dalle controllate Eni in Venezuela. Ai fini della determinazione del valore recuperabile di tali attività, il management ha condotto un'analisi dell'evidenza empirica e delle statistiche ufficiali relative alla storia recente delle crisi finanziarie di Stati sovrani. Sulla base degli esiti rilevati e considerata la strategicità e l'essenzialità delle forniture erogate da Eni, ai fini della determinazione del valore recuperabile delle suddette attività, il management ha effettuato un apprezzamento del rischio prevedendo una dilazione dei tempi di incasso; inoltre, in considerazione del deterioramento del contesto operativo Paese e dei rischi finanziari di recupero del capitale investito, il management ha riclassificato le riserve certe non sviluppate di Perla alla categoria unproved (315 milioni di boe), così come richiesto dalla normativa SEC.

Anche la Nigeria è in una condizione di stress finanziario. L'esposizione Eni verso il Paese comprende un ammontare significativo di crediti in sofferenza (circa \$1 miliardo) relativi alla quota di costi pregressi di competenza della società petrolifera di Stato NNPC in progetti operati da Eni. Tale esposizione è oggetto di un piano di rimborso "Repayment Agreement", che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato derivante da iniziative di sviluppo incrementali "rig-less" a ridotto rischio minerario. Conseguentemente, i crediti sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione del flusso di rimborsi futuri. Considerato che la società di Stato ha pagato regolarmente le chiamate fondi per gli anni 2016 e 2017 nei progetti operati da Eni, è stata confermata la recuperabilità dei crediti relativi a esercizi pregressi. Gli altri crediti in sofferenza sono stati rettificati per riflettere i limitati progressi delle azioni di recupero registrati nel corso del 2017 (€258 milioni).

È possibile che nei futuri reporting period il Gruppo possa incorrere in nuove perdite sulle esposizioni in Venezuela e Nigeria qualora il quadro finanziario di tali Paesi non migliori.

Infine, per quanto riguarda l'Egitto, l'esposizione Eni verso il Paese è destinata a rimanere significativa nell'arco del prossimo quadriennio in relazione alla regimazione del progetto gas supergiant di Zohr in fase di ramp-up. Il grado di solvibilità delle società petrolifere di Stato partner di Eni nei progetti minerari in Egitto è in progressivo miglioramento, come evidenziato dall'azzeramento dei crediti commerciali scaduti, dovuti da tali partner per le forniture di idrocarburi equity di Eni e dal sostegno finanziario al progetto Zohr sotto forma di anticipi commerciali a valere sulle forniture future di Eni. Tuttavia Eni continuerà a monitorare con attenzione il rischio controparte dell'Egitto considerando che una parte significativa delle revenue associate alla commercializzazione del gas equity di Zohr deriverà da forniture alle Compagnie di Stato.

La Libia rimane uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico, come conseguenza storica del vasto movimento insurrezionale che ha interessato il Medio Oriente e l'Africa Settentrionale noto come "Primavera Araba" all'inizio del decennio. In Libia questo ha determinato l'acuirsi delle tensioni politiche interne sfociate nella rivoluzione armata del 2010 e nel cambio di regime, che causarono l'interruzione per quasi un anno delle attività petrolifere Eni nel Paese con ricadute materia-

li sui risultati dell'esercizio. Agli eventi del 2010 ha fatto seguito un lungo periodo di conflitto civile interno e un quadro politico e sociale frammentato e instabile che ha comportato frequenti perdite di produzione per Eni. Da circa un paio d'anni le attività petrolifere Eni nel Paese marcano con una certa regolarità ed in linea con i piani aziendali con episodi di disruption sempre più rari, benché non del tutto assenti. Nel 2017 la produzione equity Eni è stata di 384 mila boe/giorno, il livello più elevato registrato storicamente da Eni nel Paese. Nonostante i recenti sviluppi positivi, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Attualmente la Libia rappresenta oltre il 20% della produzione d'idrocarburi complessiva di Eni; tale incidenza è prevista ridursi nel medio termine.

Altro Paese, dove si sono verificati nel passato recente episodi di "disruption" è la Nigeria, sotto forma di atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni dirette alle installazioni produttive della Società, in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, con ricadute negative sulla continuità produttiva. Per scontare possibili rischi di sviluppi geopolitici sfavorevoli in Libia ma anche in altri Paesi, dove Eni conduce le operazioni upstream, che potrebbero determinare interruzioni più o meno prolungate delle attività di sviluppo e di produzione degli idrocarburi in dipendenza della gravità di tali sviluppi come potrebbero essere conflitti interni, tensioni sociali, violenza, atti di guerra e altri disordini civili o rischi upstream di altro tipo (ad esempio ambientali o legati alla complessità delle operazioni), il management ha applicato ai livelli produttivi target del piano quadriennale 2018-2021 un taglio lineare ("haircut") quantificato sulla base del proprio apprezzamento di tali tipi di rischi, dell'esperienza passata e di altri fattori. Tuttavia tale contingency sulle produzioni future non copre le conseguenze di eventi di portata straordinaria (cosiddetto "worst case scenario") ai quali sono associabili interruzioni delle attività produttive per periodi rilevanti.

Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei 71 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi significativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni, anche in termini di recupero dei crediti erogati ad Enti di Stato per finanziare i progetti di sviluppo.

SANCTION TARGET

I programmi sanzionatori che più rilevano per le attività di Eni sono quelli emessi da Autorità UE e USA con riferimento alla crisi Russia, Ucraina e Venezuela.

Per quanto riguarda il primo, le attività maggiormente interessate sono quelle dell'area upstream condotte in Russia e/o con partner russi colpiti da misure restrittive settoriali. Eni ha adottato tutte le misure necessarie per garantire che dette attività siano svolte in conformità con le norme applicabili, continuando peraltro a monitorare l'evoluzione del quadro sanzionatorio e le modalità di concreta applicazione dello stesso per adattare su base ongoing

83 192/690

Eni Relazione Finanziaria 2017

le proprie attività. È possibile, a tale riguardo, che il recente insprimento, lo scorso agosto 2017, delle sanzioni statunitensi ad opera del Countering America's Adversaries Through Sanctions Act (in breve "CAATSA") possa determinare la perdita di opportunità di business in area upstream, così come il probabile rallentamento o congelamento dell'avanzamento di alcuni progetti di esplorazione già avviati in territorio russo.

Per quanto riguarda il Venezuela, sono state pubblicate di recente, sia sanzioni USA sia UE. In particolare, le sanzioni USA sono orientate, principalmente, a colpire le fonti di finanziamento per il governo venezuelano, PDVSA o soggetti dagli stessi controllati, tramite, tra l'altro, il divieto di compiere transazioni relative a "new equity" e "new debt" superiori a determinate scadenze. Tali sanzioni hanno effetti diretti limitati su Eni che tuttavia ne risente l'effetto che determinano nel deterioramento della situazione finanziaria del Paese.

RISCHI SPECIFICI DELL'ATTIVITÀ DI RICERCA E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a rischi di carattere economico e operativo, inclusi quelli minerari riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas.

L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. I livelli futuri di produzione Eni dipendono intrinsecamente dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non conseguano un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

L'attività upstream è esposta per sua natura ai rischi operativi di eventi dannosi con potenziale impatto a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, nonché dei beni di proprietà della società. Considerata l'instabilità degli idrocarburi e la complessità delle operazioni di giacimento, Eni è esposta al rischio di incidenti quali fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi di gravità tale da poter causare potenzialmente perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento e altre ricadute e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (andamento dell'azione Eni e flusso di dividendi).

Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni nell'offshore profondo e ultra profondo (deep offshore), per la ricerca e sfruttamento di idrocarburi liquidi per le quali è oggettivamente più difficoltoso intervenire in caso di incidenti, in modo speciale

in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio, il Mar Nero e l'Artico (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di ricerca, esplorazione e sviluppo d'idrocarburi.

Nel 2017 Eni ha derivato circa il 53% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti. Il processo di sviluppo successivo alla scoperta si estende in genere per un periodo di vari anni, che comprende la verifica della fattibilità economico-tecnica del progetto, la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la first party di Stato, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, l'ottenimento dei finanziamenti, la fase di ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione o altri eventi simili possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi con ricadute significative sulla redditività complessiva.

Considerato il lungo intervallo temporale che intercorre quasi sempre tra la fase di scoperta e l'avvio della nuova produzione, i rendimenti dei progetti sono esposti alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID) e al rischio di aumento dei costi di sviluppo e produzione. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili (ad esempio Artico, Mar Caspio, Golfo del Messico, Mare del Nord, Mozambico e altri), dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative, mentre la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale può comportare la dilatazione dei tempi di sviluppo e un corrispondente aumento dei costi. L'implementazione negli ultimi anni di alcune azioni strategiche mirate, di standard operativi rigorosi e di tecnologie innovative ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente sensibili benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la progressiva parallelizzazione delle attività di esplorazione, delineazione e di sviluppo, la fasatura dei progetti di sviluppo, le attività di insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali e di front-end del progetto e una maggiore focalizzazione sulla gestione delle fasi di costruzione e commissioning. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain, consentendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di "early" production facilities e facilities "refurbished" o "ricondizionate").

Nelle attività di perforazione, Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio di blow-out. Nell'ottica di aumentare ulteriormente il controllo su tali attività,

Ne

83192/694

da quest'anno è stato ridefinito il metodo per la classificazione dei pozzi complessi, attraverso la nuova definizione di un nuovo indicatore di rischio (detta WCER- Well Complexity & Economic Risk), che si applica ai pozzi operati e non operati, basato sulla complessità tecnica dei pozzi e sulla potenziale esposizione economica in caso di blow-out. La Società presidia in modo rigoroso le analisi del rischio geologico, l'ingegneria e la conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi complessi, operati e non operati, con elevata complessità tecnica e/o elevata potenziale esposizione economica in caso di blow-out, con focus sulle tecnologie e procedure avanzate di controllo e monitoraggio, inclusa la visualizzazione ed il trasferimento dei dati in tempo reale dagli impianti alla sede centrale (Real Time Drilling Center) nonché il potenziamento dei programmi di formazione.

La Società esercita inoltre, sulle attività non operate, un puntuale controllo sui programmi di perforazione e di completamento dei pozzi a maggior complessità.

Questo rischio è in parte mitigato dalla qualità del portafoglio operativo Eni, caratterizzato dalla contenuta incidenza di pozzi complessi (elevata pressione/temperatura). In particolare Eni prevede un'incidenza del 26% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio.

La conduzione diretta (operatorship) delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata gross del 42% circa rispetto ai livelli correnti a circa 4,4 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre ulteriormente il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

RISCHIO OPERATION E CONNESSI RISCHI IN MATERIA DI HS&E

Le attività industriali Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti, gas, GNL e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi con potenziali conseguenze dannose per le persone, per l'ambiente e per la proprietà. Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni navali, eventi atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche catastrofiche quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture, rilascio di contaminanti, emissioni nocive). Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, di operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blow-out, spegnimento di incendi occorsi a raffinerie e complessi petrolchimici o pipeline. Per questi motivi le attività del settore

petrolifero sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una voce di costo significativa nell'esercizio corrente e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. L'accadimento di incidenti e altri eventi dannosi sopra descritti potrebbe assumere proporzioni anche catastrofiche, ed avere impatti potenzialmente rilevanti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti (in termini di impatti sul corso dell'azione Eni e sul flusso dei dividendi).

Le leggi ambientali prevedono che il responsabile dell'inquinamento, sia esso residuo dall'attività industriale o derivi da incidenti, sversamenti o perdite di varia natura, debba bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque. Eni è esposta in misura rilevante a tali rischi presso tutte le localizzazioni dove svolge le proprie attività industriali per la rischiosità intrinseca nel produrre, trattare e movimentare gli idrocarburi e i loro derivati. In tale ambito si registra l'interruzione dell'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA"), protrattasi per un intero trimestre (18 aprile-18 luglio), che è stata disposta da un provvedimento amministrativo dell'Ente territoriale Regione Basilicata motivato dal rinvenimento di tracce di idrocarburi nelle aree antistanti il COVA. Nonostante la tempestività e l'efficacia delle misure di MISE - Messa In Sicurezza di Emergenza - attuate da Eni, la fermata del COVA ha avuto un impatto non trascurabile sui risultati 2017 di Eni; ulteriori provvedimenti relativi a parti del processo produttivo (water reinjection) hanno rallentato ulteriormente la produzione.

L'interruzione dell'attività è avvenuta anche per la piattaforma Goliat nel Mare di Barents. La Petroleum Safety Authority (Psa) norvegese, il 6 ottobre ha ordinato uno stop della produzione del giacimento, che ha registrato una serie di incidenti legati a difetti dei motori elettrici. Successivamente la Psa ha richiesto di presentare un piano dettagliato sulla gestione del risk management e delle riparazioni del giacimento Goliat.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinan-

83 192/693

La strategia infatti prevede che le rinnovabili entro il 2030 raggiungano una quota pari al 28% dei consumi di cui il 55% fonti rinnovabili elettriche, 30% termiche e 21% nei trasporti.

Eni, già dal 2015 è impegnata nella produzione di biocarburanti. Nell'ambito della riconversione in bioraffinerie degli impianti di Marghera e Gela (il cui avvio è previsto nel 2018), ha impiegato la tecnologia Ecofining di proprietà Eni che assicura una flessibilità nella gestione dei feedstock in ingresso ed è già orientata alla produzione di biocarburanti di seconda generazione (es. UCO).

Secondo un'analisi condotta dal World Economic Forum nel 2017 (The Global Risk Report 2018), il rischio idrico viene identificato tra i cinque fattori con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 10 anni. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Nel 2015, 663 milioni di persone non avevano ancora accesso ad acqua di qualità adeguata e disponibilità di reti fognarie. Uno dei Sustainable Development Goal (il n. 6) è pertanto rivolto a migliorare la gestione dell'acqua. A questo proposito prosegue l'impegno di Eni in progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Sebbene solo il 5% dei prelievi di acqua dolce in Eni si collochino in aree a stress idrico, i prelievi di UPS sono localizzati per oltre il 50% (per il 78% secondo la classificazione FAO) in Paesi a stress idrico, rendendo elevata l'esposizione del business al rischio idrico, come peraltro rilevato dall'analisi del CDP (2016). Al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico/sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione. Particolare attenzione sarà dedicata alla gestione delle acque di strato non reiniettabili presso il COVA di Viggiano, attualmente esitate su autobotte, ricercando soluzioni volte al recupero/riutilizzo in un'ottica di economia circolare ed uso efficiente delle risorse.

Dal 1° gennaio 2017 entrano in vigore i limiti emissivi dettati dalla direttiva IED sulle emissioni industriali per i grandi impianti di combustione (GIC) e a tale riguardo tutte le raffinerie Eni alla fine del 2016 hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale), avviati per recepire i requisiti delle nuove BAT (Best Available Techniques) di settore per tutte le raffinerie italiane.

Inoltre, in materia di AIA, nel 2016 è stato pubblicato il Decreto MATTM n. 141 del 26/05/2016 per la determinazione delle garanzie

finanziarie per i gestori delle installazioni soggette ad AIA.

Il 31 luglio del 2017, la Commissione europea ha approvato, tramite decisione di esecuzione, le conclusioni sulle BAT per i grandi impianti di combustione (LCP), ovvero tutte quelle installazioni con potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW; i nuovi obblighi dovranno essere rispettati entro quattro anni con il rinnovo/riesame dei procedimenti autorizzativi ambientali in essere. Sempre nell'ambito della direttiva sulle emissioni industriali (IED - 2010/75/UE), dal 1° gennaio 2017 sono entrati in vigore i limiti emissivi per i grandi impianti di combustione e a tale riguardo le raffinerie Eni hanno ottenuto la deroga dal Ministero dell'Ambiente nell'ambito dei rispettivi procedimenti di riesame AIA avviati a dicembre del 2016 e tuttora in corso per recepire i requisiti delle BAT di settore pubblicate a ottobre 2014 (DEC 738/2014/UE).

In Italia, le Autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali ad elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.

Il 22 novembre 2017 la Commissione Europea ha aggiornato le Linee Guida (LG) del 2001 per lo svolgimento delle valutazioni autorizzative in ambito VIA al fine di garantire la necessaria coerenza con le disposizioni della direttiva 2014/52/UE che aveva introdotto significative modifiche, sia procedurali sia tecniche. A livello nazionale, tali LG sono già richiamate nell'ambito del decreto VIA 104/2017 in vigore dal 21 luglio 2017 (il testo rimanda a decreti attuativi previsti dall'art. 25, in particolare comma 4 relativo all'emissione di LG nazionali e norme tecniche per l'elaborazione della documentazione finalizzata allo svolgimento della VIA). Il nuovo testo riformulato dal decreto VIA 104/2017 ha l'obiettivo di introdurre tempi certi e perentori per il rilascio del parere, la razionalizzazione di procedure e competenze, la riorganizzazione degli organi preposti. Il decreto conferma inoltre l'obbligo di Valutazione di Impatto Sanitario (VIS - già introdotto con il Collegato ambientale nel 2016) per il proponente nell'ambito VIA per le raffinerie, gli impianti di gasificazione e liquefazione, le centrali termiche e gli altri impianti di combustione con potenza termica superiore a 300 MW. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Importante segnalare per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi il proseguimento delle attività da parte della Commissione Europea per la stesura del nuovo Bref Hydrocarbon con lo scopo di colmare le carenze di informazioni disponibili sulle BAT impiegate in Europa per le attività upstream e la loro applicabilità, nonché di individuare le attività suscettibili di produrre gli effetti ambientali più critici utilizzando tecniche di valutazione del rischio (Best Available Risk Management techniques, o BARM).

83 192 / 695

Eni che supporta le unità di business e le società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Nel 2017 la Commissione Europea ha allineato il regolamento EMAS (il regolamento 1221/2009/CE) alla nuova edizione della Norma ISO 14001. Il nuovo regolamento EMAS (2017/1505/UE) è entrato in vigore il 18 settembre 2017. Inoltre, con la decisione 2017/2285 la Commissione UE ha adottato la modifica delle Linee Guida per l'utente che illustrano le misure necessarie per aderire a EMAS.

Eni è impegnata quotidianamente nella gestione dei rischi derivanti dagli oil spill sia all'estero sia in Italia. Una situazione di particolare rilievo si osserva in Nigeria dove sono frequenti fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti e dove si riportano gli spill operativi. La società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) e sono in corso i progetti come IDEAS (Innovative Drones for Asset Integrity, Environment, Safety) e BEC Sesam (mappe di sensitività ambientale come parte dell'Oil Spill Contingency Plan) al fine di individuare le aree maggiormente critiche.

Anche in Italia si registrano effrazioni sulla rete downstream che, in aumento a partire dall'autunno 2013, hanno raggiunto il picco nel 2015 e sono state progressivamente contrastate attraverso l'installazione a tappeto del dispositivo proprietario eVPMS (Eni vibroacoustic pipeline monitoring system). In tal senso sono stati sperimentati positivamente, sistemi che permettono il monitoraggio da remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, favorire la tempestività e la qualità degli interventi di contenimento e di riparazione (Progetto "Sistema di supporto alla gestione emergenze per spill da effrazioni"). In fase di ricerca sulle stesse tematiche è anche l'applicazione di tecnologie di videosorveglianza evoluta. È prevista inoltre l'evoluzione del sistema eVPMS (progetto eVPMS-TIP) al fine di rilevare le vibrazioni da scavo nel terreno e conseguentemente riuscire ad intervenire preventivamente all'effrazione del tubo.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio, è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A quest'ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio

di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

A seguito dell'incidente di Macondo, verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti prevedono un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa. Eni partecipa attivamente al Joint Industry Project, promossi da OGP e IPIECA, in collaborazione con altre oil companies (rinnovato impegno con il GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative). Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare; ad esempio il progetto di ricerca dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua, in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

RISCHI E INCERTEZZE ASSOCIATI CON IL QUADRO COMPETITIVO DEL SETTORE EUROPEO DEL GAS

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono deboli a causa dell'eccesso di offerta, alimentato dalla crescente disponibilità di GNL su scala globale, e della modesta dinamica della domanda, penalizzata dalla competizione da altre fonti energetiche, in particolare dallo sviluppo delle rinnovabili e dall'economicità del carbone, in un quadro di incertezza istituzionale a livello EU sul tema del ruolo del gas nel mix energetico complessivo. Tra il 2018 e il 2021 si prevede una sostanziale stabilità della domanda gas in Italia e in Europa. L'aumento dei consumi nel settore termoelettrico, calmierato dalla crescita delle rinnovabili, sarà compensato da una riduzione dei consumi nei settori finali, a causa degli interventi di efficienza energetica prevalentemente concentrata nel segmento civile.

Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term che prevedono clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).

Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2017, il portafoglio di approvvigionamento Eni è attualmente correlato per circa il 90% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti

83 192/696

ti formule oil-linked, riducendo il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d'acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio, il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e il permanere di offerta abbondante, determinerà una notevole pressione competitiva. In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV), principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione, sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità per ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato a un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario. Grazie agli esiti delle rinegoziazioni e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo

patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,2 miliardi alla data della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui saranno completamente ritirati entro l'orizzonte di piano, nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica in Italia

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetto "servizio di tutela").

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 Smc/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima - quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF - in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo parimenti con la Delibera 447/2013/R/GAS, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine" (APR - ammontare prorinegoziazione), che ha esplicato i suoi effetti sui tre anni termici 2014/2016.

L'indicizzazione al TTF per i clienti tutelati è per ora confermata fino al 30 settembre 2018, mentre un fattore di rischio è relativo al possibile incremento della pressione competitiva generato dal superamento delle tariffe di tutela gas e power. La legge 4 agosto 2017 n. 124 «Legge annuale per il mercato e la concorrenza» ha infatti fissato per il 1° luglio 2019 la fine del regime di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas. La legge 124/17 prevede un periodo di sei mesi di monitoraggio e implementazione regolatoria per verificare e garantire le pre-condizioni di liberalizzazione dei mercati del gas e dell'elettricità. L'obiettivo è accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine - sulla base degli atti implementativi a cura di ARERA - è previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA. Sulla base delle risultanze del citato monitoraggio ed adeguamento regolatorio, la legge rinvia la definizione delle modalità di gestione della fine della tutela ad un decreto successivo del Ministro dello Sviluppo Economico. Nell'ambito delle tariffe di trasporto gas, sono in corso sviluppi della regolazione in Italia,

83 192 / 697

dal momento che l'Autorità di regolazione ha avviato nel 2017 un processo di revisione dei criteri di determinazione di tali tariffe e di recupero dei costi dei trasportatori.

Sono allo studio i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto e di recupero dei costi dei trasportatori per il prossimo periodo di regolazione (2020-2023): tuttavia, gli impatti per Eni di tale evoluzione andranno considerati alla luce del fatto che, dopo il 2019, vengano meno gli attuali contratti pluriennali ship-or-pay sulle capacità di entry nel sistema nazionale e che, per effetto di un recente provvedimento dell'Autorità di regolazione, è già in essere la possibilità, a decorrere dall'anno termico 2017-2018, di differire nel tempo, entro i tre anni successivi alla scadenza contrattuale, l'utilizzo delle capacità di trasporto pluriennali contrattualizzate in corrispondenza degli stessi punti di entry (c.d. "reshuffling"), con effetti economici positivi sulle capacità solo parzialmente utilizzate.

COINVOLGIMENTO IN PROCEDIMENTI LEGALI E INDAGINI ANTI-CORRUZIONE

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime degli accantonamenti dovuta al complesso processo di determinazione che comporta giudizi soggettivi da parte del management. Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anti-corruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico, di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anti-corruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili che potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

RISCHIO CLIMATICO

La crescente sensibilità della società civile e dei governi di tutto il mondo al tema del cambiamento climatico, potrebbe generare per un'azienda come Eni, che ricerca, sviluppa e commercializza idrocarburi, rischi operativi e finanziari a breve, medio e lungo termine. A breve-medio termine il management prevede un incremento dei costi operativi e d'investimento in ottemperanza a leggi sempre più severe in campo ambientale, finalizzate a ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG), considerati dalla comunità scientifica la principale causa del cambiamento climatico. Il rischio di lungo termine è la possibilità che provvedimenti normativi su larga scala in tema di riduzione delle emissioni, accompagnati da breakthrough tecnologici, comportino modifiche strutturali nel mix energetico globale e modifiche nell'ambiente operativo. Inoltre vi sono rischi

fisici e reputazionali connessi al cambiamento climatico. Il verificarsi di tali rischi potrebbe avere conseguenze negative rilevanti per il business e le prospettive di Eni, i risultati economico-finanziari e i ritorni per l'azionista.

In aggiunta a quelli esistenti, la probabile adozione in futuro di strumenti normativi e di nuove leggi a livello locale, regionale, statale o nella forma di accordi inter-governativi a livello globale, aventi l'obiettivo di contenere le emissioni di gas a effetto serra (GHG) potrebbe avere una ricaduta negativa sul consumo potenziale di combustibili fossili. Tra questi provvedimenti rientrano i meccanismi fiscali di carbon pricing, già adottati in alcuni Paesi/zone di libero scambio¹, considerati una soluzione efficace dal punto di vista economico ai fini del contenimento delle emissioni di CO₂ minimizzando il costo per la collettività. È ipotizzabile un'adozione su larga scala del meccanismo del carbon pricing, con la conseguenza che una quota crescente delle emissioni di GHG di Eni sarà sottoposta a tale regolamentazione. Attualmente circa il 50% delle emissioni dirette GHG di Eni sono assoggettate al regime di Emission Trading Scheme europeo che prevede a carico dell'impresa l'onere per l'acquisto di certificati di emissione nell'open market, una volta superato il limite dell'assegnazione gratuita di quote stabilita su base regolatoria. Nel 2017 Eni ha sostenuto i costi di acquisto dei permessi di emissione relativi a circa 11 milioni di tonnellate di CO₂. In alcuni ambiti operativi l'Azienda è soggetta a veri e propri meccanismi di carbon pricing (es. Norvegia). È ipotizzabile che a medio termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa. I governi potrebbero adottare ulteriori misure normative che impongano alle imprese di dotarsi di sistemi di controllo, monitoraggio e riduzione delle emissioni con conseguente aumento dei costi operativi e degli investimenti di compliance. Ad esempio nel settore upstream, i governi potrebbero introdurre misure normative per la riduzione delle emissioni fuggitive di metano o imporre l'azzeramento del gas bruciato in fiaccola o disperso in atmosfera (gas flaring o venting); questo comporterebbe maggiori investimenti e maggiori costi dei progetti upstream. Tali oneri potrebbero essere attenuati in prospettiva dai benefici che la compagnia prevede di ottenere dalle iniziative pianificate, finalizzate a rendere più sostenibile il proprio modello di business, quali ad esempio i progetti di valorizzazione del flaring gas, il piano volontario di azzeramento al 2025 delle emissioni fuggitive di metano e altre iniziative di carbon management per la cui descrizione, compresi i target identificati, si rinvia al paragrafo "Cambiamento Climatico" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (DNF).

L'adozione di politiche ambientali sempre più severe per il contenimento delle emissioni GHG a livello regionale, nazionale e internazionale (comprese nuove politiche di assegnazione di concessioni e permessi per lo svolgimento delle attività upstream) potrebbero determinare nel lungo termine il declino della domanda globale di idrocarburi e della produzione. Inoltre breakthrough tecnologici nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici (EV - electric vehicles) potrebbero comportare lo spiazzamento degli idrocarburi. Poiché il business Eni dipende dal livello globale della domanda di idrocarburi, nello scenario in cui le leggi esistenti o

[1] Attualmente i sistemi di carbon pricing a livello globale coprono il 13% delle emissioni mondiali di GHG. Con l'ingresso della Cina dal 2017 la % sale al 23.

83 192/698

quelle future in materia di riduzione delle emissioni, breakthrough tecnologici nel settore delle rinnovabili o adozione di massa degli EV determinassero la contrazione della domanda petrolifera, si potrebbero verificare conseguenze negative rilevanti sui risultati, la liquidità e le prospettive di business di Eni, compreso l'andamento del titolo.

Il rischio fisico è legato al verificarsi di fenomeni meteorologici estremi quali uragani, inondazioni, monsoni, siccità, innalzamento del livello dei mari, la cui crescente frequenza e intensità sono correlate da parte della comunità scientifica al fenomeno del global warming. Tali eventi potrebbero causare interruzioni delle nostre attività con perdita di output, di ricavi e danni rilevanti alle proprietà. Questi rischi si sono verificati nel recente passato e con tutta probabilità continueranno a verificarsi nel futuro. Inoltre, fenomeni meteorologici estremi prolungati nel tempo, potrebbero causare il rischio sistemico di contrazione del PIL mondiale con ricadute dirette sulla domanda energetica. In funzione della localizzazione geografica, eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione.

Infine, il rischio reputazionale è legato alla percezione da parte delle istituzioni e dalla comunità civile, che le società petrolifere siano i principali responsabili del cambiamento climatico. Questo potrebbe comportare una minore attrattività delle azioni Eni, in particolare da parte dei fondi e degli investitori che valutano il profilo di rischio ESG nelle loro decisioni di investimento.

Il business upstream è l'elemento principale di creazione di valore delle compagnie petrolifere; tuttavia rappresenta la fonte più significativa di emissioni GHG, che possono insorgere a causa di:

- attività di perforazione;
- gas flaring o venting;
- fuggitive e perdite di metano;
- perdite nella liquefazione;
- modifiche dell'ecosistema derivanti dalle operazioni di produzione (ad esempio disboscamenti);
- complessità della produzione;
- complessità dei processi.

Gli altri business Eni, concentrati principalmente in Europa, fanno parte del sistema ETS europeo. Il business R&M ha convertito un terzo delle raffinerie tradizionali in bioraffinerie in grado di produrre fuel di qualità a partire da feedstock rinnovabili. Le altre raffinerie Eni hanno un valore di libro marginale rispetto al totale dell'attivo fisso di Eni e sostengono correntemente costi elevati per il controllo e la riduzione delle emissioni. È prevedibile che uno scenario low carbon possa sostenere la redditività dei biocarburanti; tuttavia il management dovrà considerare l'evoluzione delle normative in materia, tra cui la nuova direttiva sulle energie rinnovabili (RED II che entrerà in vigore dal 2021), che definirà i feedstock che potranno essere utilizzati per produrre biocarburanti, privilegiando progressivamente quelli non in competizione con la filiera alimentare. Ciò potrebbe comportare il phase-out dell'olio di palma, che ad oggi alimenta le bioraffinerie

Eni, con la necessità di sostenere eventuali costi di adeguamento impiantistico.

Analoghe considerazioni valgono per il business della Chimica che sta attuando un piano di conversione di una parte dei propri siti per la produzione di materie plastiche e specialties a partire da feedstock vegetali.

L'auspicato processo di sostituzione del carbone con il gas naturale nella produzione di energia elettrica dovrebbe infine sostenere la redditività del settore G&P di Eni grazie all'ampia disponibilità di gas e GNL assicurati dai contratti di approvvigionamento long-term e dalle produzioni equity provenienti dai grandi long-life projects E&P in Mozambico e in Egitto, nonché alla significativa presenza nel settore della generazione di energia elettrica da gas.

La strategia di risposta Eni ai rischi connessi al climate change è articolata su tre linee d'azione:

- aumentare l'incidenza delle riserve gas sul totale delle riserve d'idrocarburi in portafoglio;
- miglioramento continuo dell'efficienza energetica nelle operazioni e riduzione delle emissioni dirette di GHG;
- sviluppo per linee organiche e in sinergia con gli asset esistenti del business delle rinnovabili.

Tale strategia è stata disegnata dal Consiglio di Amministrazione della Società. Per maggiori informazioni sulla strategia Eni di adattamento allo scenario low carbon, dei processi interni di governance e risk management nonché le assunzioni di scenario si rinvia al capitolo dedicato all'interno della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario" (pag. 106).

Il management Eni ritiene che l'implementazione di tali direttrici potrà aumentare la resilienza dell'Azienda e la sua capacità di adattamento al futuro scenario low carbon, riducendo i prevedibili maggiori costi della compliance, il rischio di riserve "stranded?", nonché cogliere le opportunità connesse alla prevedibile crescita del gas naturale e delle rinnovabili.

La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portfolio di asset e di nuovi investimenti oil&gas di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni e alle condizioni fisiche di conduzione delle operations.

La redditività dei principali nuovi progetti d'investimento è sottoposta a una sensitivity al carbon pricing utilizzando due set di assunzioni; (i) scenario prezzi idrocarburi e costo CO₂ di Eni; (ii) assunzioni di prezzo degli idrocarburi e costo CO₂ utilizzati nello scenario IEA SDS (v. di seguito). Tale analisi di sensitività è eseguita sia in sede di FID sia in sede di monitoraggio dei progetti. L'analisi condotta a fine 2017 ha evidenziato effetti marginali sui tassi interni di rendimento del portafoglio progetti Eni.

La resilienza del portafoglio è valutata sulla base dello scenario IEA SDS in quanto elaborato con la finalità di fornire un benchmark ai fini della misurazione del progresso verso un futuro energetico più sostenibile. Per la prima volta tale scenario integra tra del Sustainable Developments Goals: la lotta al cambiamento cli-

(2) Stranded reserves: riserve con elevato break-even o relative a prodotti a rischio sostituzione, quindi con domanda declinante.

Me

83 192 / 1699

matico, il conseguimento dell'accesso universale all'energia e il miglioramento della qualità dell'aria. Lo scenario IEA SDS disegna un percorso di decarbonizzazione coerente con gli obiettivi di Parigi e che riguarda il conseguimento dell'accesso universale all'energia nel 2030 e una forte riduzione dei decessi prematuri da inquinamento atmosferico entro il 2040.

Nello scenario IEA SDS, che prevede che la domanda di petrolio raggiunga un picco intorno al 2020, il prezzo del petrolio ha un trend sostanzialmente allineato a quello dello scenario Eni, mentre i prezzi del gas sono superiori di oltre il 15% rispetto allo scenario Eni. Il prezzo della CO₂ registra un trend in forte crescita atto a favorire la penetrazione delle tecnologie low carbon e in termini reali al 2040 arriva fino a 140\$/t, attestandosi nel medio lungo su livelli superiori alle assunzioni Eni.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA SDS la tenuta del valore di libro di tutte le CGU del settore E&P soggette a impairment test ai sensi dello IAS 36. Tale stress test evidenzia la sostanziale tenuta dei valori di libro degli asset Eni con una riduzione dell'ordine del 4% del fair value degli asset oil&gas dovuta all'effetto del costo della CO₂.

Per ridurre il rischio di revisioni negative della resource base alla categoria stranded, Eni ha progressivamente ridotto il break-even dei progetti oil&gas attraverso l'ottimizzazione del portafoglio assets con forte incidenza del gas convenzionale, l'esplorazione near field e il miglioramento dell'efficienza nello sviluppo. Per maggiori informazioni v. la sezione "Scenario e Strategia".

DICHIARAZIONE CONSOLIDATA DI CARATTERE NON FINANZIARIO

ai sensi del D.Lgs. 254/2016

Introduzione

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF) 2017 di Eni è stata redatta articolando l'informativa sulle tre leve del modello di business integrato di Eni (Percorso di decarbonizzazione, Modello operativo e Modello di cooperazione) il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per gli stakeholder, coniugando solidità finanziaria con sostenibilità sociale e ambientale.

La DNF fornisce un'informativa integrata sulle tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 (Decreto), anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione o ad altri documenti societari redatti in adempimento alla normativa vigente (Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari¹), qualora le informazioni siano già in essi contenute o per ulteriori approfondimenti.

In particolare:

- il modello aziendale di gestione e organizzazione è illustrato all'interno della Relazione sulla Gestione nel paragrafo "Modello di business", dove sono evidenziate le principali caratteristiche dei modelli organizzativi e di gestione di Eni per i seguenti temi: ambiente, clima, persone, salute e sicurezza, diritti umani, catena di fornitura, trasparenza e lotta alla corruzione, sociali, ricerca e sviluppo;
- la gestione dei rischi, attuata attraverso il Modello di Risk Management Integrato (RMI), è descritta nei paragrafi della Relazione sulla Gestione: (i) "Risk Management Integrato" in cui viene descritto il modello di RMI, i livelli di controllo, il processo e relativa governance, l'integrazione delle tematiche di sostenibilità, e le principali attività del 2017; (ii) "Obiettivi, rischi e azioni di trattamento" in cui sono riportati i Top Risk per Eni e le principali azioni messe in atto dalla compagnia per mitigare i rischi; (iii) "Fattori di rischio e incertezza" in cui vengono descritti con maggior dettaglio i principali rischi non finanziari, i possibili impatti e le azioni di trattamento;
- le politiche aziendali sono descritte all'interno della Dichiarazione di carattere non finanziario nel paragrafo "Principali strumenti normativi

Eni relativi ai temi socio-ambientali definiti dal D.Lgs. 254/2016" in cui è rappresentata una sintesi dei principali impegni pubblici che Eni si è data. Eni si è dotata di un sistema normativo composto da strumenti di indirizzo, coordinamento e controllo (Policy e Management System Guideline - MSG) e da strumenti che definiscono le modalità operative con cui devono essere svolte le attività (procedure e istruzioni operative). Le Policy, approvate dal Consiglio di Amministrazione, definiscono i principi e le regole generali di comportamento inderogabili che devono ispirare le attività svolte da Eni. Le MSG rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi operativi, di supporto al business e dei processi trasversali di compliance e di governance, e includono aspetti di sostenibilità;

- le principali performance sono illustrate nei capitoli "Percorso di decarbonizzazione", "Modello operativo" e "Modello di cooperazione" in cui è rappresentata la strategia di Eni sui vari temi trattati, le principali iniziative dell'anno, e nei paragrafi "Metriche e Commenti alle Performance" è riportato il commento ai risultati dell'ultimo triennio. I contenuti del capitolo "Percorso di decarbonizzazione" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board.

In continuità con gli scorsi anni, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche il Report di sostenibilità (Eni For) che continuerà ad essere il documento divulgativo di carattere volontario redatto secondo gli standard GRI e dotato di una propria limited assurance. Tale report approfondisce le tre leve del modello di business integrato e le principali iniziative dell'anno.

Di seguito la tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal Decreto e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione o in altri documenti societari previsti per legge.

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E ALTRI DOCUMENTI 2017
MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE Art. 3.1, comma a)	<ul style="list-style-type: none"> • Percorso di decarbonizzazione, pag. 109-112 • Modello operativo, pag. 113-120 • Modello di cooperazione, pag. 121 	RFA <ul style="list-style-type: none"> • Modello di business, pag. 18-19 • Governance, pag. 28-31 • Temi rilevanti di sostenibilità e prospettiva degli stakeholder, pag. 15-17
POLITICHE Art. 3.1, comma b)	<ul style="list-style-type: none"> • Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 	RCG <ul style="list-style-type: none"> • Approccio responsabile e sostenibile, pag. 9-11 • Modello di Corporate Governance, pag. 12-15 • Consiglio di Amministrazione: Composizione, pag. 36-41 e Formazione del Consiglio di Amministrazione, pag. 57 • Comitati del Consiglio, pag. 58-67 • Collegio Sindacale, pag. 67-75 • Modello 231, pag. 102-103
MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI Art. 3.1, comma c)		RFA <ul style="list-style-type: none"> • Risk Management Integrato, pag. 24-25; Obiettivi, rischi e azioni di trattamento, pag. 26-27; Fattori di rischio e incertezza: Rischio paese, pag. 93-94; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96; Rischio operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 102; Rischio Climatico, pag. 102-104

[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.

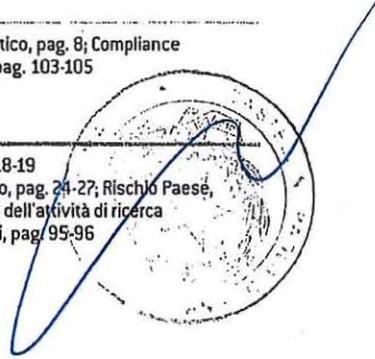
83192/402

Eni Relazione Finanziaria e Sociale 2017

Mazzoni

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	PARAGRAFI CONTENUTI NELLA DNF	TEMI E APPROFONDIMENTI NELLA RFA E ALTRI DOCUMENTI 2017		
 PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	 CAMBIAMENTO CLIMATICO Art. 3.2, comma a) Art. 3.2, comma b)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Percorso di decarbonizzazione (governance, risk management e strategia), pag. 109-112 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Modello di business, pag. 18-19 Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100; Rischio climatico, pag. 102-104 Scenario e strategia, pag. 20-23 		
			RCG <ul style="list-style-type: none"> Approccio responsabile e sostenibile, pag. 9-11 		
 MODELLO OPERATIVO	 PERSONE Art. 3.2, comma d) Art. 3.2, comma c)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Persone (occupazione, diversity, sviluppo, formazione, salute), pag. 113-115 Sicurezza, pag. 115 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Temi rilevanti di sostenibilità e prospettiva degli stakeholder, pag. 15-17 Modello di business, pag. 18-19 Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100 Governance, pag. 28-31 (La Politica sulla Remunerazione, pag. 31) 		
			 RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, comma a, b, c)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, oil spill, biodiversità), pag. 116-117 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Modello di business, pag. 18-19 Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pag. 96-100
			 DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Diritti umani (security, formazione, segnalazioni), pag. 118-119 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Modello di business, pag. 18-19
			 FORNITORI Art. 3.1, comma c)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Fornitori, pag. 119 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Modello di business, pag. 18-19
			 TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 120 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Modello di business, pag. 18-19 Risk Management Integrato, pag. 24-27; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 102
RCG <ul style="list-style-type: none"> Principi e valori. Il Codice Etico, pag. 8; Compliance Program Anti-Corruzione, pag. 103-105 					
 MODELLO DI COOPERAZIONE	 COMUNITÀ LOCALI Art. 3.2, comma d)	<ul style="list-style-type: none"> Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 Modello di cooperazione, pag. 121 	RFA <ul style="list-style-type: none"> Modello di business, pag. 18-19 Risk Management Integrato, pag. 24-27; Rischio Paese, pag. 93-94; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. 95-96 		

Mazzoni



De

83192/403

Principali strumenti normativi Eni relativi ai temi socio-ambientali definiti dal D.Lgs. 254/2016



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



CAMBIAMENTO CLIMATICO

OBIETTIVO

Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI

Policy "La sostenibilità",
Posizione di Eni sulle biomasse

IMPEGNO A:

- ridurre le emissioni di gas serra migliorando l'efficienza degli impianti e aumentando l'utilizzo di combustibili a minor contenuto di carbonio
- sviluppare e implementare nuove tecnologie per la riduzione delle emissioni climalteranti e la produzione più efficiente di energia
- sviluppare meccanismi flessibili e strumenti per ridurre la deforestazione
- promuovere la gestione sostenibile della risorsa idrica
- assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura
- approvvigionare olio di palma prodotto esclusivamente in modo sostenibile nel rispetto dell'ambiente, dei requisiti sociali e di sicurezza



MODELLO OPERATIVO



PERSONE, SALUTE E SICUREZZA

OBIETTIVO

Valorizzare le persone Eni e tutelarne la salute e la sicurezza

DOCUMENTI

Policy "Le nostre persone",
"L'integrità nelle nostre operations"

IMPEGNO A:

- rispettare la dignità di ciascuno, valorizzando le diversità culturali, etniche, di genere, di età, di orientamento sessuale e le diverse abilità
- fornire ai responsabili gli strumenti e il supporto per la gestione e lo sviluppo dei propri collaboratori
- identificare le conoscenze utili alla crescita aziendale e promuoverne la valorizzazione, lo sviluppo e la condivisione
- adottare sistemi di remunerazione equi che consentano di motivare e trattenere le persone più adeguate alle esigenze del business
- condurre le attività in conformità ad accordi e normative in materia di tutela della salute e sicurezza dei lavoratori e secondo i principi di precauzione, prevenzione, protezione e miglioramento continuo



MODELLO OPERATIVO



RISPETTO PER L'AMBIENTE

OBIETTIVO

Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici

DOCUMENTI

Policy "La sostenibilità", "L'integrità nelle nostre operations", "Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"

IMPEGNO A:

- considerare, nelle valutazioni progettuali e nelle pratiche operative, la presenza di aree protette e rilevanti per la biodiversità
- identificare i potenziali impatti sulla biodiversità delle attività operative di Eni e implementare azioni di mitigazione
- assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali (cambiamento climatico, BES^(a) e gestione della risorsa idrica) e le questioni sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali
- favorire un dialogo con gli stakeholder e promuovere la collaborazione con organizzazioni governative e non
- promuovere un uso efficiente delle risorse e ridurre le emissioni in aria, acqua e suolo



MODELLO OPERATIVO



DIRITTI UMANI

OBIETTIVO

Tutelare i diritti umani (DU)

DOCUMENTI

Policy "La sostenibilità", "Le nostre persone",
"I nostri partner della catena del valore",
"L'integrità nelle nostre operations"; Codice Etico;
Linee Guida di Eni per la tutela e promozione dei Diritti Umani

IMPEGNO A:

- rispettare i DU nelle attività e promuoverne il rispetto verso partner e stakeholder
- contribuire alla creazione delle condizioni socio-economiche necessarie per l'effettivo godimento dei DU
- considerare i temi relativi ai DU sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei nuovi progetti e rispettare i diritti peculiari delle popolazioni indigene e dei gruppi vulnerabili
- selezionare partner che rispondono ai requisiti di professionalità, etica, onorabilità e trasparenza di Eni, monitorandone nel tempo le performance
- minimizzare la necessità di intervento delle forze di sicurezza pubblica e privata per la tutela delle persone e degli asset



MODELLO OPERATIVO



TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

OBIETTIVO

Contrastare la corruzione attiva e passiva

DOCUMENTI

Management System Guideline "Anti-corruzione"; Policy "I nostri partner della catena del valore"

IMPEGNO A:

- svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi
- proibire la corruzione senza alcuna eccezione
- vietare di: offrire, promettere, dare, pagare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura a un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione attiva)
- vietare di: accettare, direttamente o indirettamente, benefici di qualunque natura da un Pubblico Ufficiale o un privato (corruzione passiva)
- far rispettare a tutto il personale Eni e ai propri partner le normative interne in tema anti-corruzione



MODELLO DI COOPERAZIONE



COMUNITÀ LOCALI

OBIETTIVO

Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire al loro sviluppo

DOCUMENTI

Policy "La sostenibilità"

IMPEGNO A:

- creare opportunità di crescita e valorizzare le capacità delle persone e delle imprese nei territori in cui Eni opera
- coinvolgere le comunità locali al fine di considerare le loro istanze sui nuovi progetti, sulle valutazioni di impatto e sulle iniziative di sviluppo
- identificare e valutare gli impatti ambientali, sociali, economici e culturali generati dalle attività di Eni, inclusi quelli sulle popolazioni indigene
- promuovere una consultazione preventiva, libera e informata, con le comunità locali
- cooperare alla realizzazione di iniziative volte a garantire uno sviluppo locale autonomo, duraturo e sostenibile

(a) Biodiversità e Servizi Ecosistemici.

83192/704



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE

Eni intende giocare un ruolo di leadership nel processo di transizione energetica, sostenendo gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico ed è l'unica azienda tra i peers del settore oil&gas a far parte della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board che a fine giugno 2017 ha pubblicato delle raccoman-

dazioni volontarie per favorire una efficace disclosure delle implicazioni finanziarie legate al cambiamento climatico; in tal senso Eni si sta impegnando in una progressiva implementazione di tali raccomandazioni.

Di seguito una Dashboard che rappresenta i rapporti/documenti in cui sarà possibile trovare le informazioni sul clima sulla base delle quattro aree tematiche oggetto di raccomandazione della TCFD.

RACCOMANDAZIONI TCFD	RFA Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	REPORT SOSTENIBILITÀ [Addendum Eni For]
GOVERNANCE		
Rappresentare la governance dell'azienda in riferimento ai rischi e opportunità connesse al cambiamento climatico.	✓ Elementi chiave	✓
STRATEGIA		
Rappresentare gli impatti attuali e potenziali dei rischi e delle opportunità connesse al cambiamento climatico sui business, sulla strategia e sulla pianificazione finanziaria laddove l'informazione è materiale.	✓ Elementi chiave	✓
RISK MANAGEMENT		
Rappresentare come l'azienda individua, valuta e gestisce i rischi connessi al cambiamento climatico.	✓ Elementi chiave	✓
METRICHE & TARGET		
Rappresentare le metriche e i target utilizzati per valutare e gestire i rischi e le opportunità connesse al cambiamento climatico laddove l'informazione è materiale.	✓ Elementi chiave	✓

ENI RIVOLUZIONE FINANZIARIA 2017

TCFD

m

GOVERNANCE

La strategia di decarbonizzazione Eni è inserita in un sistema strutturato di Corporate Governance in cui il **Consiglio di Amministrazione (CdA)** e l'**Amministratore Delegato (AD)** hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico.

Il CdA esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico e alla transizione energetica; su base semestrale è inoltre informato sullo stato di avanzamento dei principali progetti con evidenza dei KPI operativi ed economico-finanziari.

A partire dal 2014 il CdA è supportato, nello svolgimento delle proprie attività, dal **Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS)** con cui approfondisce, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine. Nel 2017, in tutti i dodici incontri effettuati dal CSS, sono stati approfonditi aspetti relativi alla strategia di decarbonizzazione, scenari energetici, energie rinnovabili, R&D a supporto della transizione energetica e partnership sul clima.

Dalla seconda metà del 2017, il CdA e l'AD si avvalgono inoltre di un **Advisory Board**, composto da esperti internazionali, focalizzato anche sulle tematiche relative al processo di decarbonizzazione.

L'AD inoltre presiede lo Steering Committee del **"Programma Climate Change"**, un gruppo di lavoro inter-funzionale composto da membri del top management di Eni che ha elaborato una strategia di decarbonizzazione di medio-lungo termine e ne monitora costantemente lo stato di avanzamento. Il piano di incentivazione di breve termine dell'AD attribuisce un peso del 12,5% all'obiettivo di riduzione dell'intensità di emissioni GHG upstream e consente di monitorare annualmente lo stato di avanzamento rispetto al target prefissato di lungo termine; lo stesso obiettivo è a sua volta attribuito al management aziendale in funzione del ruolo di competenza.

A conferma dell'attenzione verso i temi afferenti il cambiamento climatico e della chiara strategia di decarbonizzazione intrapresa, nel 2015 è stata costituita una **Direzione di business dedicata allo sviluppo di energia rinnovabili** (Direzione Energy Solutions) a diretto riporto dell'AD.

Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, l'AD di Eni siede al vertice della **"Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI)**; nel 2014 Eni è stata tra le 5 società fondatrici dell'iniziativa, che oggi conta dieci compagnie in rappresentanza di oltre il 25% della produzione globale di idrocarburi. OGCI attualmente è impegnata nell'investimento congiunto di 1 miliardo di dollari in 10 anni, finalizzato allo sviluppo di tecnologie capaci di ridurre le emissioni GHG dell'intera filiera energetica su scala globale.



me

83 192 / 705

Eni inoltre è attivamente coinvolta, fin dall'inizio dei suoi lavori, nella **Task Force on Climate Related Financial Disclosure (TCFD)**, istituita dal Financial Stability Board con l'obiettivo di definire delle raccomandazioni per la disclosure delle aziende in tema di climate change, pubblicate nel corso del 2017.

Eni, sulla base delle azioni e delle strategie afferenti il cambiamento climatico, è stata, anche nel 2017, confermata azienda leader dal CDP (ex Carbon Disclosure Project), principale rating indipendente che valuta le compagnie internazionali a maggiore capitalizzazione.

RISK MANAGEMENT

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

Il processo è attuato secondo un approccio "top-down risk based" che parte dal contributo alla definizione del Piano Strategico di Eni, attraverso analisi a supporto della comprensione e della valutazione della propensione al rischio sottostante (es. definizione di specifici obiettivi di de-risking), e prosegue con il sostegno alla sua attuazione attraverso periodici cicli di risk assessment & treatment e monitoraggio. La prioritizzazione dei rischi è effettuata sulla base di matrici multidimensionali che misurano il livello di rischio attraverso la combinazione di cluster di probabilità di accadimento e di impatto.

Il rischio climate change è identificato come uno dei top risk strategici di Eni ed è analizzato, valutato e monitorato dall'AD nell'ambito dei processi RMI. L'analisi è svolta con un approccio integrato e trasversale che coinvolge funzioni specialistiche e aree di business e considera sia aspetti correlati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa e tecnologica, tematiche reputazionali) sia aspetti fisici (fenomeni meteorologici estremi/cronici), come descritto nella sezione Strategia.

STRATEGIA

Principali rischi ed opportunità

Il rischio climate change è analizzato considerando i seguenti cinque driver di cui si riportano di seguito le principali risultanze.

Scenario di mercato. In uno scenario low carbon, come lo IEA SDS² (WEO 2017), il ruolo delle fonti fossili resta centrale nel mix energetico. Il gas naturale, in crescita anche in corrispondenza dello scenario SDS, 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. Sebbene nello scenario IEA SDS la domanda di olio raggiunga un picco al 2020 e scenda a 75 Mb/g al 2040, rimane la necessità di significativi investimenti upstream per compensare il calo della produzione dai campi esistenti. Permane un'incertezza legata all'influenza che evoluzioni normative e breakthrough tecnologici potrebbero avere sullo scenario, determinando impatti sul modello di business aziendale.

Evoluzione normativa. L'adozione di politiche (es. riduzione emissioni, anche da deforestazione; carbon pricing; sviluppo fonti rinnovabili; efficienza energetica; diversificazione produzione elettrica; biocarburanti avanzati; mobilità elettrica; ecc.) atte a sostenere la transizione energetica verso fonti low carbon potrebbe avere degli impatti rilevanti sul business. L'approccio differenziato per Paese potrebbe essere un vantaggio per lo sviluppo di nuove opportunità di business.

Evoluzione tecnologica. Le tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, nonché delle emissioni fuggitive di metano lungo la filiera produttiva dell'oil&gas, saranno fondamentali per sostenere il ruolo del gas nel mix energetico globale. D'altra parte, l'evoluzione tecnologica nel campo della produzione e stoccaggio delle energie rinnovabili e nell'efficienza dei veicoli elettrici potrebbe avere degli impatti sulla domanda di idrocarburi e quindi sul business. La capacità di intercettare prontamente e integrare nel proprio business breakthrough tecnologici giocherà un ruolo chiave per la competitività del business.

Reputazione. L'attenzione crescente sui temi correlati al cambiamento climatico incide negativamente sulla reputazione dell'intero settore oil&gas, percepito come uno dei principali responsabili delle emissioni di GHG, con effetti sulla gestione delle relazioni con i principali stakeholder. La capacità di sviluppare e attuare strategie di adattamento del proprio modello di business ad uno scenario low-carbon, nonché la capacità di comunicarle in maniera trasparente è un'opportunità per migliorare la percezione degli stakeholder.

Rischi fisici. L'intensificarsi di fenomeni meteorologici estremi/cronici potrebbe determinare un aumento dei costi (anche assicurativi) per le misure di adattamento e protezione di asset e persone. Gli scenari IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) prevedono che questi effetti fisici si manifesteranno prevalentemente nel medio-lungo periodo. L'esposizione al rischio è mitigata dai requisiti di progettazione adottati (definiti per resistere a condizioni ambientali estreme) e delle coperture assicurative attivate.

Strategia e obiettivi

In relazione ai rischi e alle opportunità precedentemente descritte, 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;** dal 2014 al 2017 le azioni poste in essere hanno consentito di ridurre l'indice di intensità emissiva GHG del settore upstream del 15%; obiettivo al 2025 è di ridurre tale indice del 43% rispetto al 2014 attraverso progetti volti alla eliminazione del flaring da processo, alla riduzione delle emissioni fuggitive di metano (al 2025: -80% emissioni UPS vs. 2014) ed alla realizzazione di interventi di efficienza energetica; complessivamente gli investimenti a supporto di tali target corrispondono ad una spesa nel 2018-2021 di circa 0,6 miliardi di euro 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 CO₂. I nuovi progetti upstream in esecuzione, che rappresentano circa il 65% del totale investimenti di sviluppo del settore nel

[2] International Energy Agency - Sustainable Development Scenario all'interno del World Energy Outlook 2017.

83192/406

quadriennio 2018-2021, presentano break-even inferiori a 30 \$/bl, 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. Il segmento mid-downstream presenta un'esposizione al rischio cambiamento climatico inferiore in quanto il net book value delle raffinerie e degli impianti petrolchimici tradizionali è trascurabile rispetto alla totalità degli asset del gruppo, mentre risulta in sviluppo la componente green di tali business;

- **sviluppo del 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 (capacità fino a 560 kton/anno dal 2021) ed il completamento di quella di Gela (capacità fino a 720 kton/anno) entro la fine del 2018; (iii) consolidamento nella Chimica verde, con produzione di biointermedi da olio vegetale a Porto Torres (capacità di 70 kton/anno), studi, sperimentazioni e partnership con altri operatori. Gli investimenti complessivi nel quadriennio 2018-21 sono superiori a 1,8 miliardi di euro, incluse le spese in attività di 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.

La composizione del portafoglio e la strategia di Eni rendono minimo il rischio di "stranded asset" nel settore upstream; in tal senso il management ha sottoposto ad analisi di sensibilità il valore di libro di tutte le CGU (Cash Generating Unit) del settore upstream, adottando lo scenario IEA SDS; tale stress test ha evidenziato la sostanziale tenuta dei valori di libro degli asset, con una riduzione di circa il 4% del fair value.

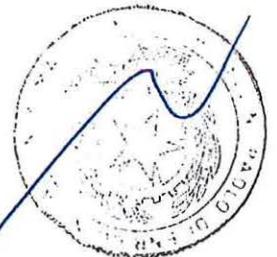
METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Di seguito sono riportate le principali metriche che mostrano i risultati finora conseguiti da Eni in relazione alla strategia di decarbonizzazione.

Nel 2017 tutti gli indici di emissione riferiti alla produzione hanno registrato un miglioramento rispetto al 2016. In particolare, nel settore E&P l'indice di intensità GHG calcolato per unità di idrocarburi lorda prodotta – calcolato su base operata – si è ridotto del 2,7% rispetto all'anno precedente, attestandosi su un valore pari a 0,162 tonCO₂eq/tep; la variazione complessiva

dell'indice rispetto al 2014 è pari al -15%, in linea con l'obiettivo di riduzione del 43% al 2025. Anche negli altri settori l'intensità di emissioni GHG si è ridotta, in particolare l'indice di emissione di Enipower si è ridotto dello 0,8% e quello delle raffinerie del 7%. **Dal 2010 ad oggi le emissioni dirette di Eni calcolate su base operata si sono ridotte del 27%**; tuttavia nell'ultimo anno si è registrato un aumento del 2,5% rispetto al 2016 a causa della crescita delle emissioni da combustione e processo per la maggiore produzione nei settori E&P (in particolare per le attività in Libia e per gli start-up in Ghana, Angola e Indonesia) e G&P (dove sono aumentati sia la produzione di energia elettrica sia i volumi di gas naturale trasportati). In linea con la propria strategia di decarbonizzazione, nel corso del 2017 Eni ha acquistato ed annullato in proprio favore 680.193 crediti forestali nel mercato internazionale, compensando così circa la metà dell'incremento avvenuto sulle proprie emissioni dirette rispetto al 2016.

Rispetto alle principali sorgenti di emissioni GHG di Eni, dal 2014 ad oggi il volume di idrocarburi inviati a flaring di processo si è ridotto del 7%. Le emissioni da flaring, nonostante Eni nel 2017 abbia investito 29 milioni di euro in interventi di flaring down (in particolare in Nigeria e Libia), sono aumentate nell'ultimo anno, oltre che per i nuovi start-up, anche in seguito al riavvio del campo di Abu Attifel in Libia, rimasto fermo nel 2016 per la difficile situazione del Paese. Le emissioni fuggitive di metano (pari a circa l'80% delle emissioni totali di metano) si sono ridotte nei settori E&P e G&P sia per le attività di manutenzione periodica (cd. campagne LDAR - Leak Detection and Repair) effettuate sui siti già sottoposti a monitoraggio negli anni precedenti sia per l'estensione del censimento a nuovi siti, con miglioramento dell'accuratezza delle stime delle emissioni sulla base dell'effettiva configurazione impiantistica. Gli interventi di efficienza energetica effettuati nel 2017 consentono, a regime, risparmi energetici per circa 300 ktep/anno, pari a una riduzione delle emissioni di circa 0,8 milioni di tonnellate di CO₂eq. Nel 2017 Eni ha investito 9 milioni di euro in progetti di efficienza energetica. **Per il 2017 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a 185 milioni di euro**, di cui 72 destinati a investimenti relativi al percorso di decarbonizzazione. Tale investimento si riferisce a: energy transition, bioraffinazione, chimica verde, fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica. Nel 2017, la produzione di biocarburanti ha raggiunto il valore di 206 migliaia di tonnellate, massimo storico, con un aumento del 14% sull'anno precedente.



me

83192/707

Principali indicatori di performance

		2017		2016		2015	
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	42,52	27,04	41,46	26,48	42,32	27,12
di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		32,65	22,61	31,99	22,64	32,22	23,02
di cui: CO ₂ eq da flaring		6,83	3,37	5,40	2,49	5,51	2,47
di cui: CO ₂ eq da metano incombusto e da emissioni fuggitive		1,46	0,84	2,40	1,16	2,79	1,34
di cui: CO ₂ eq da venting		1,58	0,23	1,67	0,19	1,80	0,30
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(tonnellate di CO ₂ eq/tep)	0,162	0,176	0,166	0,163	0,177	0,190
Emissioni di GHG/energia elettrica eq. prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	395	398	398	402	409	413
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq/kt)	258	258	278	278	253	253
Emissioni diffuse e fuggitive di metano UPS	(tonnellate di CH ₄)	38.819	19.413	72.644	30.331	91.416	36.763
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(MSm ³)	2.283	1.262	1.950	1.112	1.989	1.154
di cui: di processo		1.556	594	1.530	767	1.564	774
Consumo di fonti primarie	(milioni di tep)	13,15	9,06	12,52	8,75	12,76	9,02
Energia primaria acquistata da altre società		0,38	0,33	0,44	0,38	0,38	0,32
Energia elettrica prodotta da fotovoltaico (EniPower)	MWh	14.720	14.720	13.527	13.527	13.750	13.750
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,487	n.d.	1,711	n.d.	1,595	n.d.
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica eq. Prodotta (EniPower)	(tep/MWheq)	0,162	0,163	0,163	0,164	0,168	0,169
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	109,2	109,2	101,7	101,7	100,3	100,3
Spesa in R&S	(€ milioni)		185		161		176
di cui: relative alla decarbonizzazione			72		63		-
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)		27		40		33
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili			11		12		16
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)		206		181		179
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)		360		360		360



MODELLO OPERATIVO

L'eccellenza del Modello operativo di Eni viene perseguita tramite l'impegno costante nella gestione dei rischi e creando opportuni-

tà lungo l'intero ciclo delle attività nel rispetto delle persone, dei diritti umani e dell'ambiente.



Persone

Per Eni le persone ricoprono un ruolo fondamentale nel raggiungimento dei risultati aziendali, pertanto il capitale umano è valorizzato, presidiando e sviluppando le competenze necessarie per la crescita delle professionalità e dei mestieri, anche attraverso la creazione di un clima aziendale di collaborazione e partecipazione. A tal proposito il driver fondamentale del 2017 è stato la valorizzazione del concetto di squadra rappresentato dal valore del "NOI", per consolidare il già forte senso di appartenenza che contraddistingue le persone Eni e per far sì che tutti siano attori consapevoli del processo di trasformazione dell'azienda in un mercato in continua evoluzione.

Eni considera la diversità una risorsa per creare valore, da salvaguardare e promuovere sia in azienda sia in tutte le relazioni con gli stakeholder. In relazione alle pari opportunità Eni pone particolare attenzione alla scelta dei componenti degli organi di amministrazione delle proprie società controllate, alla promozione di iniziative volte all'attraction a livello nazionale ed internazionale dei talenti femminili, così come allo sviluppo di percorsi di crescita manageriale e professionale per le donne presenti in azienda.

Eni, inoltre, monitora periodicamente, attraverso analisi statistiche, il sostanziale allineamento dei salari della popolazione femminile e maschile a parità di livello di ruolo e anzianità. Effettua anche analisi statistiche sulla remunerazione del personale locale, da cui emerge che i livelli minimi di remunerazione definiti da Eni sono significativamente superiori ai livelli minimi dei mercati locali nei principali Paesi di presenza.

In tale ambito Eni partecipa ad iniziative nazionali ed internazionali (Progetto Inspiring Girls³, "Manifesto per l'occupazione femminile"⁴ di Valore D, WEF⁵, ERT⁶) con l'obiettivo di arricchire costantemente in un'ottica di parità di genere i propri processi e prassi operative.

Per sviluppare il capitale umano attraverso la valorizzazione delle diversità e il consolidamento di una cultura sempre più inclusiva Eni ha, inoltre, proseguito nel percorso di sviluppo di politiche in favore della tutela della genitorialità e della famiglia, adottando nel 2017 politiche a sostegno della maternità e paternità tese a garantire, in aggiunta agli standard minimi internazionali della Convenzione International Labour Organization, un periodo di congedo di 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori. Inoltre in Italia è stato implementato per i neo genitori con bambini fino ai 3 anni di età, lo smart working, a supporto delle esigenze di conciliazione tra vita lavorativa e familiare. Eni fonda il proprio modello sull'eccellenza delle competenze delle proprie persone, per questo progetta e realizza percorsi formativi diffusi capillarmente e trasversalmente a tutte le persone, progetti per le famiglie professionali e iniziative specialistiche per attività strategiche e ad alto contenuto tecnico. La formazione è rivolta a tutte le persone di Eni in tutti i Paesi nei quali la Società opera, dal management

ai neo assunti, al fine di creare valori condivisi e una cultura comune. Eni ha inoltre implementato percorsi di dual career che vedono, accanto ai percorsi di sviluppo manageriale, percorsi di eccellenza rivolti alle aree professionali tecniche core.

A supporto dello sviluppo delle proprie persone Eni utilizza diversi strumenti di valutazione, tra i quali l'annual review e il processo di performance e feedback, con focus su dirigenti, quadri e giovani laureati. Nel 2017 l'85% della popolazione target è stato coperto dal processo di valutazione di performance e il 95% dal processo di annual review. Inoltre forte attenzione è dedicata alla promozione di iniziative di mobilità per la popolazione manageriale e non, al fine di valorizzare al massimo le opportunità di arricchimento e crescita trasversali.

In relazione al dialogo con le parti sociali, nel 2017 nell'ambito del Global Framework Agreement⁷ sottoscritto a luglio 2016, si è svolto il primo incontro annuale sulla Responsabilità Sociale d'Impresa per presentare il Piano Strategico Eni 2017-2020, un focus sull'occupazione, le principali performance e iniziative in tema HSE e l'approccio di Eni ai temi di sostenibilità. All'incontro hanno partecipato oltre ai rappresentanti Eni, la Federazione Sindacale Internazionale IndustriALL Global Union, le principali organizzazioni sindacali italiane, i componenti del Comitato Ristretto del Comitato Aziendale Europeo e una delegazione di rappresentanti dei lavoratori delle realtà operative di Ghana, Mozambico e Tunisia. L'incontro, inoltre, è stato anche un momento di confronto e approfondimento sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori.

Nell'ambito Welfare in Italia, Eni ha implementato il Flexible Benefit, iniziativa che permette di convertire una quota del premio di partecipazione in beni e servizi, beneficiando delle relative opportunità fiscali e contributive. Inoltre è stata potenziata l'assistenza sanitaria integrativa in favore di tutta la popolazione non manageriale, garantendo un incremento dei rimborsi e il riconoscimento di nuove prestazioni rimborsabili come previsto nel "Protocollo Welfare" siglato il 4 luglio 2017 con le Organizzazioni Sindacali competenti.

Inoltre Eni considera la tutela della salute un requisito fondamentale e promuove il benessere fisico, psicologico e sociale delle sue persone, delle loro famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera. L'impegno è assicurato da un sistema normativo e di gestione delle attività di medicina del lavoro, igiene industriale, promozione della salute dei lavoratori e delle comunità, assistenza sanitaria, gestione delle emergenze mediche e medicina del viaggiatore. In particolare, nel 2017 è proseguito l'impegno attraverso: (i) il processo di identificazione, monitoraggio e controllo dei rischi lavorativi anche non specificatamente normati in stretto collegamento con il processo industriale e di sorveglianza sanitaria; (ii) la valutazione dell'impatto sanitario dell'attività industriale sulle comunità locali e identifica-

(3) Progetto internazionale contro gli stereotipi sulle donne.

(4) Documento programmatico per valorizzare il talento femminile in azienda promosso da Valore D e patrocinato dalla presidenza Italiana del G7 e dal Dipartimento per le Pari Opportunità del Consiglio dei Ministri della Presidenza italiana.

(5) World Economic Forum.

(6) European Round Table.

(7) Accordo quadro globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale d'Impresa.

83192/208

ENI - Dichiarazione Consolidata di Carattere Non Finanziario - 2017

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Circular stamp: ENI - Dichiarazione Consolidata di Carattere Non Finanziario - 2017]

83 192 / 709

zione delle misure di mitigazione per i progetti in fase di sviluppo e di operation; (iii) la valorizzazione di strumenti a sostegno dello sviluppo socioeconomico delle comunità locali in linea con le opportunità di business; (iv) l'attuazione del programma di standardizzazione delle infrastrutture sanitarie aziendali.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 la focalizzazione delle attività su aree strategiche, come quelle nel settore E&P in Mozambico, Messico ed Egitto e nel settore G&P in Francia e la cessione della Società Eni G&P in Belgio hanno portato ad una riduzione del numero di dipendenti dell'1,6%. Nonostante al di fuori dell'Italia si registri una riduzione di 367 risorse locali rispetto all'anno precedente, l'incidenza percentuale delle risorse locali sul "totale occupazione estero" cresce rispetto al 2016 passando dall'84,7% all'85,4%. Complessivamente, nel 2017 sono state effettuate 1.234 assunzioni di cui 992 con contratti a tempo indeterminato. Di queste, il 24,7% ha riguardato il personale femminile e circa l'81% ha interessato risorse sotto i 40 anni di età. Sono state altresì effettuate 1.518 risoluzioni di cui 1.312 di risorse con contratto a tempo indeterminato, con una incidenza di personale femminile pari al 20,8%. Il 31,2% delle risorse con contratto a tempo indeterminato che hanno risolto il rapporto di lavoro nel 2017 aveva età inferiore a 40 anni. In Italia sono state effettuate 543 assunzioni di cui 424 a tempo indeterminato (di cui il 21,9% di donne, in crescita rispetto al 2016, anno in cui le assunzioni di donne avevano rappresentato il 20,1% del totale); si registra un aumento di personale occupato in particolare per la fascia d'età più giovane (18-24) principalmente a fronte degli inserimenti di personale operativo effettuati su siti industriali in Italia tra cui Viggiano, Livorno, Sannazzaro, Mantova e Ferrara. In Italia, nel 2017 si registra la sostanziale stabilità del numero delle risoluzioni (499 di cui 408 a tempo indeterminato di cui il 16,7% di donne) e la marginale riduzione dell'occupazione complessiva. All'estero sono state effettuate 691 assunzioni di cui 568 a tempo indeterminato (di cui il 26,8% di donne) con il 72,9% di risorse con età inferiore a 40 anni. Sono stati risolti 1.019 rapporti di lavoro di cui 904 a tempo indeterminato. Di questi, il 35,8% ha riguardato risorse

con età inferiore a 40 anni, e il 22,7% ha riguardato personale femminile. Gli inserimenti all'estero, hanno riguardato, per circa il 60%, le aree di business E&P (Congo, Angola, Ghana, Indonesia e Norvegia) e il business G&P (Francia, Inghilterra e Ungheria), sia per sviluppare e sostenere le nuove iniziative, sia per favorire il turnover.

A fine 2017 le donne in Eni sono 7.580 (23,54% dell'occupazione complessiva Eni), di cui 4.920 in Italia e 2.660 all'estero. Si è inoltre registrato un aumento della percentuale di donne che ricoprono posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri), attestandosi al 24,86% rispetto al 24,06% del 2016. Anche negli organi di amministrazione delle società di Eni la presenza femminile è in aumento rispetto al 2016, passando dal 27% al 32%, mentre negli organi di controllo la presenza femminile si mantiene stabile, confermando la percentuale del 37%. L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,3 anni (46,5 in Italia e 43,2 all'estero) con un incremento dell'età media di 0,5 anni rispetto al 2016.

Se analizziamo il dato suddiviso per categoria professionale (qualifica), si rileva che l'età media delle risorse in posizioni di responsabilità (dirigenti e quadri) è di 49 anni (50 in Italia e 46,8 all'estero). Per quanto riguarda il personale impiegatizio l'età media si attesta a 44,2 anni (45,8 in Italia e 41,5 all'estero), mentre per il personale operaio a 41,7 anni (40,5 Italia e 43 all'estero).

Nel 2017 si rileva un incremento delle ore di formazione del 19% rispetto al 2016. Questo è dovuto principalmente all'aumento di iniziative di "digital learning", in linea con le nuove frontiere metodologiche della formazione, attraverso una piattaforma integrata di distance learning, a disposizione per tutti i dipendenti.

In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Per quanto riguarda le malattie professionali, sia relative ai dipendenti sia ex dipendenti, nel corso del 2017, si registra una diminuzione di circa il 10% che ha riguardato prevalentemente l'estero. Il numero totale, sia relativo ai dipendenti sia ex dipendenti, delle malattie denunciate è passato da 133 a 120, delle quali 12 relative a personale attualmente impiegato (5 in Italia e 7 all'estero).

Principali indicatori di performance

	(numero)	2017	2016	2015
Dipendenti ^(a)		32.195	32.733	33.389
di cui: donne		7.580	7.607	7.862
Italia		20.468	20.476	20.447
Estero		11.727	12.257	12.942
fascia d'età 18-24		364	289	447
fascia d'età 25-39		9.761	10.622	11.436
fascia d'età 40-54		15.022	15.281	15.677
fascia d'età over 55		7.048	6.541	5.829
Dipendenti all'estero locali		10.010	10.377	10.938
Dipendenti per categoria professionale:				
Dirigenti		990	1.000	1.036
Quadri		9.043	9.135	9.185
Impiegati		16.600	16.842	17.519
Operai		5.562	5.756	5.649
Dipendenti a tempo indeterminato ^(b)		31.609	32.299	32.686
Dipendenti a tempo determinato ^(b)		586	434	703
Dipendenti full-time		31.612	32.139	32.697

(a) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria, all'interno del Profilo dell'anno perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(b) La suddivisione dei contratti a tempo determinato / indeterminato non varia significativamente per genere e per area geografica ad eccezione dell'Asia e dell'Africa dove in Cina ed alcuni Paesi Africani (come ad esempio Mozambico e Nigeria) è prassi locale inserire risorse a tempo determinato per poi stabilizzarle nell'arco di 1-3 anni.

83192/Flo

Eni - Relazione Finanziaria Annuale 2017

segue Principali indicatori di performance

		2017	2016	2015
Dipendenti part-time ^(c)	(numero)	583	594	692
Assunzioni a tempo indeterminato		992	663	961
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		1.312	1.417	1.311
Senior manager e manager locali all'estero	(%)	15,68	16,06	15,95
Ore di formazione	(numero)	1.111.112	930.345	1.079.634
Ore di formazione per categoria professionale:				
Dirigenti		32.005	28.152	24.212
Quadri		319.615	218.342	288.090
Impiegati		580.864	526.538	553.075
Operai		178.628	157.313	214.257
Presenza donne negli organi di amministrazione	(%)	32	27	26
Presenza donne negli organi di controllo ^(d)		37	37	34
Tasso di assenteismo Italia		5,49	5,73	5,35
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(numero)	27.325	27.758	27.245
Indice di frequenza di malattie professionali (OIFR)		0,20	0,23	0,12

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (7% sul totale delle donne) sui contratti part time, rispetto agli uomini (0,20% sul totale degli uomini).

(d) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale italiano.

Sicurezza

Eni considera la sicurezza delle persone un tema prioritario e attiva tutte le azioni necessarie per azzerare gli infortuni, tra cui: formazione, sviluppo di competenze e promozione della cultura della sicurezza. Nel 2017 sono stati organizzati incontri per sensibilizzare i lavoratori sulle lesson learned relative ad infortuni accaduti in azienda (es. progetto "Inside Lesson learned" e "Eni in Safety 2"), Safety Day locali e Road Show nei siti industriali in Italia e all'estero, durante i quali il top management ha incontrato dipendenti e contrattisti per condividere risultati, obiettivi e nuovi progetti sulla sicurezza. Eni ha intensificato anche l'attenzione alla cultura della sicurezza di processo sviluppando un sistema di gestione specifico, in linea con gli standard internazionali, implementato presso i siti operativi e monitorato tramite audit dedicati.

In tema di preparazione e risposta alle emergenze, Eni pianifica ed attua delle esercitazioni di emergenza, coinvolgendo tutte le funzioni interessate, dalle squadre d'intervento ai contrattisti specializzati, alle autorità competenti fino ai vertici aziendali. Particolare attenzione è rivolta allo sviluppo di sistemi di allertamento, alla tempestività di diffusione delle informative tramite flussi semplificati ed allo studio sugli scenari di rischio naturale che possono interagire con i propri business.

Nel 2017 è stato introdotto un nuovo obiettivo, il SIR (Severity Incident Rate), che calcola la frequenza di infortuni totali registrabili rispetto al numero di ore lavorate, tenendo conto del livello di gravità dell'incidente, sulla base dei giorni di assenza dal lavoro.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 è proseguita in modo significativo la riduzione dell'indice di frequenza di infortuni totali registrabili della forza lavoro (-6,8% rispetto al 2016) per il contributo sia dei dipendenti (-17,2%) sia dei contrattisti (-2%). Si è verificato 1 infortunio mortale ad un contrattista in Egitto a causa di una scossa elettrica dovuta a un contatto accidentale con parti in tensione.

Nel 2017 il numero degli infortuni con giorni di assenza (LTI) in Italia è aumentato (36 eventi rispetto ai 30 del 2016) con peggioramento degli indici infortunistici (+17,4% per l'Indice di frequenza e +24% per l'indice di frequenza infortuni totali registrabili) mentre all'estero gli indici sono diminuiti sensibilmente (-22,2% per l'indice di frequenza e -17,9% per l'indice di frequenza infortuni totali registrabili). L'indice di gravità infortuni della forza lavoro ha registrato un aumento del 10,3% (+2,5% in Italia, +37,1% all'estero).

Principali indicatori di performance

		2017		2016		2015	
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Indice di frequenza infortuni (LTI ^F)	(infortuni con giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000.000	0,21	0,30	0,23	0,26	0,20	0,22
dipendenti		0,27	0,40	0,30	0,37	0,19	0,17
contrattisti		0,19	0,25	0,19	0,20	0,20	0,24
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,45	0,35	0,38	0,45	0,49
dipendenti		0,30	0,44	0,36	0,41	0,41	0,44
contrattisti		0,34	0,46	0,35	0,36	0,47	0,53
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,011	0,017	0,010	0,014	0,009	0,010
dipendenti		0,019	0,029	0,017	0,024	0,012	0,014
contrattisti		0,008	0,011	0,007	0,008	0,007	0,008
Near miss	(numero)	1.550	1.223	1.643	1.279	1.489	1.231

83 192/41

Rispetto per l'ambiente

Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività al fine di contenere gli impatti sull'ambiente attraverso l'adozione di best practice internazionali e di Best Available Technology. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali, come l'acqua; alla riduzione di oil spill, operativi e da effrazione; alla gestione dei rifiuti attraverso la tracciabilità del processo e il controllo di tutta la filiera; al rispetto della biodiversità, dalle prime fasi esplorative fino al termine del ciclo progettuale. Il percorso di transizione verso un'economia circolare, in cui il prelievo di risorse dall'ambiente e lo smaltimento dei rifiuti siano minimizzati, coinvolge diversi ambiti e rappresenta per Eni una sfida e un'opportunità, in termini sia di redditività che di miglioramento delle prestazioni ambientali. Alcune aree di Eni hanno già iniziato ad aggiornare i modelli di business producendo energia rinnovabile e/o utilizzando nei processi materia recuperata o rinnovabile (Energy Solutions, Green Refinery e Green Chemistry). A queste si affiancano i più tradizionali programmi di efficienza energetica ed idrica in tutti i settori di business, nonché i progetti di flaring down e di riduzione delle perdite di metano con i conseguenti risparmi di gas naturale. Ulteriori ambiti sono la gestione degli asset da dismettere, attraverso progetti di conversione, riqualificazione, recupero e l'applicazione della bonifica sostenibile. Inoltre l'adozione sempre più estesa di strumenti gestionali, quali il green procurement e le soluzioni ICT (es. videoconferenze, telelavoro, smart working, dematerializzazione) promuovono la diffusione della cultura della circolarità in Eni ed anche oltre i confini aziendali.

In tale contesto, proseguono le iniziative di riduzione degli impatti in aree a stress idrico e di riduzione dei prelievi di acqua dolce e, in particolare nel settore upstream, i progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove Eni opera. In Italia Eni è impegnata nell'aumentare, nell'arco del piano quadriennale, la quota di acqua di falda bonificata da Syndial e riutilizzata per scopi civili o industriali, nell'avviare iniziative e valutazioni per l'utilizzo di acque di bassa qualità, in sostituzione di acqua dolce, e nella diminuzione dell'intensità idrica delle produzioni. Particolare attenzione sarà dedicata alla gestione delle acque presso il Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano, grazie anche a progetti per l'impiego di tecnologie innovative per il trattamento delle acque di produzione. Nel 2017 è stato progettato e realizzato il Blue Water Project: un processo di trattamento innovativo delle acque di produzione, che porta a un loro riutilizzo per scopi industriali. L'impianto pilota mobile e modulare è costituito da più unità di piccole dimensioni assemblabili. Gli elementi acquisiti dal progetto pilota hanno consentito di accertare l'efficacia della tecnologia utilizzata e di sviluppare un progetto esecutivo su scala industriale per la realizzazione di un impianto fisso di trattamento delle acque di produzione del COVA.

La strategia Eni di riduzione degli oil spill, operativi o effrattivi, consiste in azioni sempre più integrate su tutti i piani di intervento, da

quello amministrativo a quello tecnico di prevenzione, controllo e qualità/rapidità. In Italia è stato sperimentato il brevetto E-VPMS (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System), sistema che impiega sensori di onde vibro acustiche per rilevare possibili mal funzionamenti che, data la sua efficacia, a fine 2017 è stato applicato anche in Nigeria (35 km installati). In corso di sviluppo l'evolutiva per rilevare vibrazioni da scavo nel terreno e anticipare l'intervento prima dell'effrazione della condotta. Nel 2017, è stata anche completata l'installazione sulla rete carburanti R&M del tool SSPS (Safety Security Pipeline System) per la rilevazione di perdite operative.

In Nigeria, si sono intensificate le attività di monitoraggio degli spill: sorveglianza diretta del 50%, grazie anche al supporto delle comunità, l'uso di elicotteri (+46% vs. 2016) e droni per la sorveglianza degli asset, nonché l'installazione di protezioni meccaniche. Infine grazie all'analisi di rischio dei territori attraversati dalle pipeline, si è in grado di individuare i punti di maggiore attenzione sui quali strutturare in anticipo i possibili interventi di contenimento.

L'impegno di Eni su Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES) è parte integrante della politica di sostenibilità aziendale e del Sistema di Gestione Integrato HSE a conferma della consapevolezza dei rischi sull'ambiente naturale derivanti dai propri siti e attività. Nel 2017 è stata aggiornata la Policy BES⁹ per allinearla all'evoluzione dell'approccio gestionale e sono state identificate tra le concessioni Eni internazionali e nazionali in sfruttamento (operate o in joint venture), quelle che anche parzialmente si sovrappongono ad aree protette⁹ e/o siti prioritari per la conservazione della biodiversità¹⁰. In questi siti Eni sta gestendo efficacemente l'esposizione al rischio biodiversità attraverso l'implementazione di piani di mitigazione specifici per i contesti ambientali.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 i prelievi idrici totali sono diminuiti del 3,5% rispetto al 2016. Continua il trend di diminuzione dei prelievi di acque dolci (-7,9% vs. 2016), grazie principalmente all'aumento del riciclo dell'acqua industriale nel petrolchimico di Mantova. Solo l'8% dei prelievi di acqua dolce sono riferiti al settore upstream. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci ha raggiunto l'86%. Inoltre, sebbene i prelievi E&P siano localizzati per oltre il 50% in Paesi a stress idrico, solo il 5% dei prelievi di acqua dolce si collocano in queste aree. Nei siti a maggior consumo vengono implementati Piani Locali di gestione delle acque.

I barili sversati a seguito di oil spill operativi (per oltre il 90% riconducibili al settore E&P) sono aumentati rispetto al 2016 principalmente a causa di una perdita ad un serbatoio di stoccaggio greggio del Centro Olio Val D'Agri riscontrata ad inizio febbraio; a fine 2017 sono stati recuperati oltre 2.400 barili di prodotto, la quasi totalità dello sversato. Per quanto riguarda gli eventi da sabotaggio, nel 2017 si è registrata una diminuzione del numero di eventi (-35% vs. 2016) e del volume sversato (-31% vs. 2016); gli spill maggiori di un barile hanno riguardato esclusivamente le attività upstream in Nigeria. I barili sversati a seguito di chemical spill sono riconducibili alle attività E&P in Norvegia.

[8] Approvata da AD e pubblicata nel 2018 sul sito Eni <https://www.eni.com/docs/it/IT/eni-com/sostenibilita/Biodiversita-Eni-e-servizi-ecosistemici.pdf>.

[9] Fonte: World Database of Protected Areas, febbraio 2016.

[10] (Key Biodiversity Areas): M'Boundi (Congo); Villano BLK10 (Ecuador); Ashrafi Development area, Belayim Land (Sinai) DL, Ekma (Sinai) DL, Felran (Sinai) DL, Ras Gharra (Sinai) DL (Egitto); Sanga-Sanga (Indonesia); Zubair (Iraq); OML 60, 61 e 63 (Nigeria); Concessioni in DICS, DIME e EniMed (Italia); Bhit, Badhra e Kadanwari (Pakistan); Block 110/14c Lennox Field, Block 110/15a all, Block 48/30a all, Block 52/4a all, Block 52/5a all (Inghilterra); Nikaitchuq (Stati Uniti) - l'elaborazione 2017 dei dati relativi al 2016.

83192/712

ENI SEZIONE FINANZA E FISCALITÀ 2017

I rifiuti da attività produttive generati da Eni nel 2017 sono in aumento del 70% rispetto al 2016 sia per il contributo dei pericolosi (più che raddoppiati) che dei non pericolosi (+30%). Il trend in crescita è riconducibile all'aumento significativo dei rifiuti pericolosi da attività di drilling legati all'attività di perforazione, completamento e work over per l'avvio del progetto Zohr. Nel 2017 il 7% dei rifiuti pericolosi smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, il 2% ha subito un trattamento chimico/fisico, il 44% è stato incenerito, il 2% è stato smaltito in discarica mentre il rimanente 45% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smal-

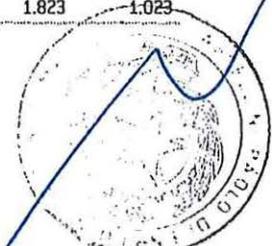
timento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi, l'11% è stato recuperato/riciclato, il 3% ha subito un trattamento chimico/fisico, lo 0,4% è stato incenerito, l'11% è stato smaltito in discarica mentre il rimanente 75% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo).

Nel 2017 sono state generate complessivamente 4,8 milioni di tonnellate di rifiuti da attività di bonifica (di cui 4,1 milioni di tonnellate da Syndial), costituite per il 70% circa da acque di falda. Sempre nel 2017 sono stati spesi 260 milioni di euro in attività di bonifica suolo e falde.

Principali indicatori di performance

		2017		2016		2015	
		Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente	Società operate	Società consolidate integralmente
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.786	1.746	1.851	1.816	1.804	1.765
di cui: acqua di mare		1.650	1.638	1.710	1.697	1.634	1.621
di cui: acqua dolce		119	106	129	117	157	144
di cui: prelevata da acque superficiali		79	70	87	78	105	96
di cui: prelevata da sottosuolo		20	17	23	20	25	22
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		10	9	9	9	7	6
di cui: acqua da TAF ^(a) utilizzata nel ciclo produttivo		4	4	3	3	3	3
di cui: prelievi da altri stream		6	6	7	7	17	17
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		16	1	12	2	13	0
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	45	58	42	56	40
Oil spill operativi							
Numero totale di oil spill (> 1 barile)	(numero)	55	24	85	44	83	56
Volume di oil spill (> 1 barile)	(barili)	3.228	2.954	1.231	724	1.634	1.223
Oil spill da sabotaggi (inclusi furti)							
Numero totale di oil spill (> 1 barile)	(numero)	102	102	158	158	167	167
Volume di oil spill (> 1 barile)	(barili)	3.236	3.236	4.682	4.682	14.847	14.847
Chemical spill							
Numero totale di chemical spill	(numero)	17	15	24	24	43	41
Volume di chemical spill	(barili)	63	50	18	18	1.211	769
Rifiuti da attività produttive generati	(tonnellate)	1.364.157	830.898	804.865	562.087	1.230.364	923.478
di cui: pericolosi		650.308	306.017	256.813	177.355	323.078	208.441
di cui: non pericolosi		713.849	524.881	548.052	384.733	907.286	715.037
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(tonnellate di NO _x eq)	55.607	30.799	56.003	32.054	70.346	42.300
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(tonnellate di SO _x eq)	8.368	6.727	8.946	5.492	10.707	8.613
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(tonnellate)	21.498	13.439	15.944	9.228	20.559	13.007
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		1.488	720	1.447	737	1.823	1.023

(a) TAF: Trattamento delle acque di falda.



Me

83192/13



Diritti umani

Eni si impegna a rispettare gli standard internazionali in materia di diritti umani, a partire dagli UN Guiding Principles on Business and Human Rights, in un'ottica di miglioramento continuo del suo sistema di due diligence. I diritti umani rientrano tra le materie su cui il Comitato Sostenibilità e Scenari di Eni svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione.

Nel 2016 Eni ha avviato un programma di sensibilizzazione specifico iniziato con l'evento presieduto dall'AD, "Raising awareness on human rights in Eni's activities", rivolto al senior management dell'Azienda. A seguire è stato implementato un corso di formazione e-learning per le persone di Eni, sviluppato con il Danish Institute for Human Rights.

Nel 2017 Eni ha istituito un Gruppo di Lavoro "Business e diritti umani", in cui sono state coinvolte tutte le funzioni aziendali maggiormente interessate al tema, tra cui la Security, il Procurement, le Risorse Umane e le linee di business, finalizzato a identificare eventuali aree di miglioramento rispetto ai principali standard e best practice internazionali.

Il tema del rispetto dei diritti umani è integrato a vari livelli nei processi aziendali ed Eni monitora il rischio di eventuali violazioni con strumenti specifici quali, ad esempio, il modello di Risk Management Integrato (RMI). Nel modello RMI di Eni le tematiche relative ai diritti umani sono (i) considerate nel risk model, ovvero nel catalogo dei rischi Eni sottoposto ad aggiornamento periodico a seguito dei risultati del risk assessment e (ii) sono integrate nella valutazione dei rischi Eni in termini di metriche di impatto sociale, ambientale, salute e sicurezza.

Al fine di evitare comportamenti lesivi e individuare aree di intervento per contribuire a migliorare l'accesso ai diritti fondamentali nelle comunità locali, i diritti umani sono considerati sin dalle prime fasi di valutazione di fattibilità dei nuovi progetti, attraverso studi integrati di impatto ambientale, sociale e di salute relativi alle attività (ESHIA - Environmental Social and Health Impact Assessment) e assessment specifici denominati HRIA (Human Rights Impact Assessment), come quello svolto in Myanmar. Tale assessment, svolto nell'area del Blocco RSF 5, nella regione di Magway, ha analizzato preventivamente i potenziali impatti sui diritti umani relativi alle attività di esplorazione e identificato idonee misure di gestione. I punti di attenzione hanno riguardato l'approccio con le comunità locali coinvolte nel progetto per via dell'accesso temporaneo nei loro territori e il trattamento dei lavoratori locali assunti da sub-contractors locali (per approfondimenti su ISO 26000 e sui diritti umani, incluso l'accesso ai remedy tramite grievance mechanism si veda il paragrafo Modello di cooperazione).

Inoltre, al fine di salvaguardare le proprie persone e i propri asset, Eni svolge le attività di security adottando misure preventive e difensive nel rispetto dei principi internazionali, in conformità con i Voluntary Principles on Security & Human Rights e svolgendo iniziative specifiche, quali workshop rivolti alle forze di sicurezza pubbliche e private e corsi di approfondimento per il personale di Security di Eni.

Dal 2006, Eni si è dotata di una procedura¹¹, tra gli Strumenti Normativi Anti-Corruzione, che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni¹² ricevute da terzi o dipendenti, inviate o trasmesse, anche in forma confidenziale o anonima.

Le azioni per contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani nella propria catena di fornitura sono approfondite nello Slavery Statement, approvato dal Consiglio di Amministrazione, in conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015. Eni, inoltre, persegue l'obiettivo di impedire lo sfruttamento di minerali che finanziano o sostengono la violazione dei diritti umani, come riportato nella Posizione sui "Conflict minerals" in adempimento alla normativa della US SEC. Inoltre dal 2008 ad oggi, sono stati eseguiti da Eni SpA e dalle controllate 172 Assessment sui diritti umani rivolti a fornitori di Eni presso 14 realtà e sono state formate 41 persone con la qualifica di Auditor SA8000 (per tutte le attività di Eni verso la propria catena di fornitura si veda paragrafo Fornitori).

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017 è proseguita la campagna di formazione e-learning specifica sui diritti umani che, ad integrazione delle circa 22.000 persone coinvolte nel 2016 in tutti i Paesi nei quali Eni opera, ha riguardato ulteriori 1.800 persone. Nel 2017 sono inoltre stati progettati 3 moduli di approfondimento delle tematiche afferenti i diritti umani negli ambiti Risorse Umane, Rapporti con il Territorio e Security, quest'ultimo già in corso di erogazione da fine 2017. In materia di Security, nel 2017 Eni ha continuato le azioni specifiche già avviate, quali l'inserimento e il monitoraggio dell'applicazione di clausole di condotta finalizzate al rispetto dei diritti umani all'interno dei contratti conclusi con i fornitori di servizi di Security. Nel 2017 è proseguito il programma di formazione ed informazione in materia di Security & Human Rights attraverso l'organizzazione e la realizzazione di un progetto formativo in Nigeria, rivolto al top management di Eni, ad Ufficiali Superiori delle Forze di Sicurezza Pubblica e alle Forze di Sicurezza. Dal 2009 ad oggi sono state realizzate sessioni formative in Italia, Egitto, Nigeria, Pakistan, Iraq, Congo, Angola, Indonesia, Algeria, Mozambico, Kenya, Venezuela ed Ecuador. Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2017 è stata completata l'istruttoria su 83 fascicoli, di cui 29 includevano tematiche afferenti i diritti umani, principalmente relativi a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori. Tra queste sono state verificate 32 asserzioni: solo per 3 sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati e sono state intraprese azioni per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti tra cui: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relativi a implementazione e rafforzamento di controlli in essere, aggiornamento di standard contrattuali e interventi di sensibilizzazione con riferimento a partner commerciali; e (ii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il Modello 231 e il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 19 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti in particolare potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

[11] Secondo gli adempimenti previsti dal Sarbanes-Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231 del 2001 e dalla MSG Anti-Corruzione di Eni SpA.

[12] Per segnalazione si intende qualsiasi comunicazione ricevuta da Eni, avente ad oggetto comportamenti (di qualsivoglia natura, anche meramente omissivi) riferibili al personale Eni o a Terzi posti in essere in violazione (i) del Codice Etico, (ii) di leggi o regolamenti o provvedimenti dell'Autorità o normative interne o comunque idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni.

83192/714

ENI Dichiarazione Finanziaria Non Finanziaria 2017

Principali indicatori di performance

		2017	2016	2015
Ore dedicate a formazione sui diritti umani	(numero)	7.805	88.874	32.588
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani		1.836	21.682	7.545
Forze di sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani		308 ^(a)	53	61
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(b)	(%)	88	83	78
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		88	91	85
Fascicoli di segnalazioni ^(c) (asserzioni) afferenti al rispetto dei diritti umani (chiusi nell'anno) ^(d)	(numero)	29 (32)	36	31
Fascicoli (asserzioni) fondati		3	11	3
Fascicoli (asserzioni) non fondati con adozione di azioni di miglioramento ^(e)		9	6	10
Fascicoli (asserzioni) non fondati/generici ^(f)		20	19	18

(a) Le variazioni nei numeri delle risorse di security formate sui diritti umani, in alcuni casi anche significative, che si possono rilevare tra un anno e l'altro sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(b) Si tratta di un valore percentuale cumulato al 2017.

(c) Con riferimento all'anno 2017 sono stati rappresentati gli esiti delle verifiche effettuate sulle singole asserzioni segnalate (un fascicolo può contenere 1 o più asserzioni) aventi un potenziale impatto sui Diritti Umani. Diversamente, per gli anni 2015 e 2016 sono stati rappresentati gli esiti complessivi dei fascicoli non necessariamente con riferimento agli specifici aspetti relativi ai potenziali impatti sui Diritti Umani.

(d) Di cui riferiti a società non consolidate integralmente 2015: -; 2016: 1; 2017: 1(1).

(e) Di cui riferiti a società non consolidate integralmente 2015: -; 2016: 1; 2017: -.

(f) Di cui riferiti a società non consolidate integralmente 2015: -; 2016: -; 2017: 1.

 Fornitori

Eni adotta criteri di qualifica e selezione dei fornitori per valutare la capacità di soddisfare gli standard aziendali in materia di affidabilità etica, salute, sicurezza, tutela dell'ambiente e dei diritti umani. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori e coinvolgendoli nel processo di prevenzione dei rischi. A tal fine, nell'ambito del proprio processo di Procurement, Eni: (i) sottopone tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne professionalità, capacità tecnica, affidabilità etica, economica e finanziaria e per minimizzare i rischi insiti nell'operare con terzi; (ii) richiede a tutti i fornitori un formale impegno al rispetto dei principi del proprio Codice Etico¹³; (iii) monitora il rispetto di tali impegni, per assicurare il mantenimento da parte dei fornitori di Eni dei requisiti di qualifica nel tempo; (iv) qualora emergano criticità richiede l'implementazione di azioni di miglioramento dei loro modelli operativi o qualora non soddisfino gli standard minimi di accettabilità, ne limita o inibisce l'invito a gare.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2017, oltre 5.000 fornitori (tra cui tutti i nuovi) sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità (i.e. salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anti-corruzione, compliance). Per il 24% di questi fornitori sono state rilevate potenziali criticità e/o possibili aree di miglioramento, tali comunque da non compromettere, nel 95% dei casi, la possibilità di farvi ricorso, mentre per il restante 5% dei fornitori oggetto di verifica le criticità rilevate hanno invece comportato l'interruzione pro-tempore dei rapporti con Eni. Nel 2017 sono infatti state rilevate criticità e/o aree di miglioramento¹⁴ su 1.248 fornitori¹⁵, di cui per 65 la valutazione in fase di qualifica ha avuto esito negativo (i.e. non qualifica) oppure per cui Eni ha emesso un provvedimento di sospensione o revoca della qualifica; il dato 2017 relativo ai fornitori con cui sono stati interrotti i rapporti, in calo rispetto agli anni precedenti, riflette il minor numero di inchieste per illecito che hanno interessato fornitori Eni nel corso dell'anno.

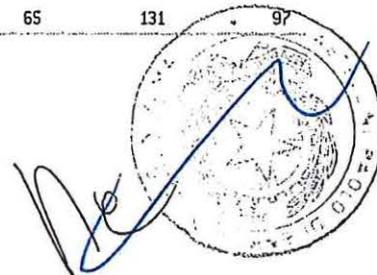
Principali indicatori di performance

	(numero)	2017	2016	2015
Numero fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale		5.055	5.171	5.114
di cui: numero fornitori con criticità/aree di miglioramento		1.248	1.336	721
di cui: numero fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		65	131	97

[13] Quali tutela e promozione dei diritti umani, rispetto di standard di lavoro sicuri, salvaguardia dell'ambiente, contrasto alla corruzione, osservanza di leggi e regolamenti, integrità etica e correttezza nelle relazioni, rispetto delle norme antitrust e di concorrenza leale.

[14] Fornitori oggetto di assessment su cui sono state rilevate criticità (con conseguente richiesta di implementazione di piani di miglioramento) su tematiche HSE o diritti umani durante il processo di qualifica o l'assessment Human Rights oppure su quali Eni ha preso un provvedimento ostativo (monitoraggio, stato di attenzione con nullasta, sospensione o revoca della qualifica).

[15] Il forte incremento tra il 2015 ed il 2016 è legato alla maggiore profondità delle verifiche condotte.



83192/15

| Trasparenza e lotta alla corruzione

Il ripudio della corruzione è uno dei principi etici fondamentali del Codice di comportamento di Eni fin dal 1998, ribadito nelle successive revisioni del Codice Etico – diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione – e del Modello 231. Eni ha inoltre progettato e sviluppato il Compliance Program Anti-Corruzione, con specifiche Linee Guida Anti-Corruzione, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli volto a prevenire pratiche corruttive. Tutte le società controllate di Eni, in Italia e all'estero, sono obbligate ad adottare, con delibera del proprio Consiglio di Amministrazione¹⁶, sia la MSG¹⁷ che tutti gli altri strumenti normativi anti-corruzione emessi dalla controllante.

Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni, sin dal 2010, è stata costituita una struttura organizzativa ad hoc, l'unità anti-corruzione, incaricata di fornire supporto specialistico alle linee di business di Eni e alle società controllate in Italia e all'estero. Questa unità realizza altresì un programma di formazione anti-corruzione, sia attraverso e-learning sia con eventi in aula come workshop generali e job specific training. I workshop vengono effettuati in base all'indice stilato annualmente da Transparency International (Corruption Perception Index) e alla presenza Eni nelle singole realtà e sono costruiti su format interattivi e coinvolgenti basati su case study e domande per testare il livello di comprensione dei temi trattati. Tali workshop offrono una panoramica sulle leggi anti-corruzione applicabili a Eni, sui rischi che potrebbero derivare dalla loro violazione per persone fisiche e giuridiche e sul Compliance Program Anti-Corruzione che Eni ha adottato e attuato per far fronte a tali rischi. Generalmente insieme ai workshop vengono realizzati job specific training, ossia eventi formativi destinati ad aree professionali a specifico rischio di corruzione. Nel 2018 sarà avviato un progetto per sistematizzare la segmentazione della popolazione sulla base del rischio di corruzione al fine ottimizzare l'individuazione dei destinatari delle diverse iniziative formative.

Inoltre nel 2017 nell'ambito della formazione degli organi sociali (cd. Board induction e ongoing training), è stato realizzato un ap-

profondimento sulla Compliance Integrata, con focus in materia di anti-bribery.

Per valutare l'adeguatezza ed effettiva operatività del compliance program anti-corruzione Eni, nell'ambito del piano integrato di audit approvato annualmente dal CdA, svolge specifiche verifiche sulle attività rilevanti, con interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente.

Eni si è inoltre dotata, già dal 2006, di una normativa che regola il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni ricevute da dipendenti o terzi, inviate o trasmesse, anche in forma confidenziale o anonima.

Al fine di favorire un buon uso delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce al Global Compact e all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), iniziativa globale per promuovere un uso responsabile e trasparente delle risorse finanziarie generate nel settore estrattivo. In linea con lo standard EITI, dal 2015 (dati 2014), Eni ha fornito una disclosure volontaria dei pagamenti effettuati ai governi e, dal 2017 (dati 2016), ha pubblicato la "Relazione sui pagamenti ai governi" in ottemperanza alla Direttiva Europea 2013/34 UE.

Eni inoltre supporta i Multi Stakeholder Group locali di EITI dei Paesi aderenti contribuendo annualmente alla preparazione dei Report e, in qualità di membro, alle attività del Multi Stakeholder Group in Congo, Mozambico, Timor Est, Ghana, Ucraina e, dal 2017, in UK e tramite associazioni di categoria locali in Kazakhstan, Nigeria e Norvegia.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel corso del 2017 sono stati svolti, in 23 Paesi, 36 interventi di audit che hanno previsto verifiche anti-corruzione che hanno confermato nel complesso l'adeguatezza ed effettiva operatività del Compliance Program Anti-Corruzione.

Nel 2017 è proseguita la campagna di formazione e-learning sui temi anti-corruzione ad integrazione delle campagne molto estese lanciate nel 2015 e finalizzate a formare tutta la popolazione aziendale; tali campagne stanno progressivamente andando a regime, assicurando così la totale copertura in termini di formazione per tutte le persone Eni. In relazione ai dati di performance per la formazione in aula, i dati risultano in aumento a fronte della volontà dell'azienda di presidiare in modo ancor più forte le aree a rischio corruzione.

Principali indicatori di performance

	2017		2016		2015	
	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione		36		33		29
E-learning per figure manageriali	493	452	865	822	1.865	1.777
E-learning per altre risorse	1.857	1.736	9.364	8.952	7.016	6.973
Workshop generale	1.434	1.329	1.269 ^(a)		886 ^(a)	
Job specific training	1.539	1.503	1.214 ^(a)		693 ^(a)	
Paesi in cui Eni supporta il Multi Stakeholder Group locali di EITI	9		8		7	

(a) Il dato include un esiguo numero di risorse Eni appartenenti a società non rientranti nel perimetro di consolidamento con il metodo integrale che non è possibile incorporare dal dato consolidato.

⁽¹⁶⁾ O in alternativa dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

⁽¹⁷⁾ Management System Guideline: linee guida comuni a tutte le realtà Eni per la gestione dei processi.



MODELLO DI COOPERAZIONE

L'approccio sostenibile è un tratto distintivo di Eni che sostiene la creazione di valore per gli stakeholder nel lungo periodo. Affinchè questo approccio sia efficace è necessario che diventi sistematico e applicabile nelle diverse fasi del business in ogni realtà operativa. A tal fine negli ultimi anni Eni si è impegnata a integrare più efficacemente gli elementi di sostenibilità a partire dalle fasi di negoziazione, all'esplorazione, fino a tutti i processi operativi incluso il decommissioning. Questa integrazione con il business è propedeutica per definire un piano di interventi nel territorio più strutturato che assicuri il rispetto di standard di eccellenza in tutte le fasi operative. L'obiettivo è di programmare le attività di business e quelle di supporto allo sviluppo del territorio coerentemente al Piano Sviluppo Paese, in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite e i National Determined Contributions (NDC - Cop21). Al fine di aumentare i benefici degli interventi per lo sviluppo del territorio e per ridurre i gap socio-economici, Eni promuove partnership pubblico-private in grado di mettere a fattor comune competenze e investimenti. In particolare sono state avviate collaborazioni strategiche con organizzazioni e istituzioni nazionali e internazionali come con l'IFC (International Finance Corporation) in Ghana, con il Centro internazionale di alti studi agronomici mediterranei in Egitto o la FAO in Nigeria ed enti/agenzie di cooperazione locali.

La strategia di supporto allo sviluppo del territorio si basa sulla valorizzazione delle risorse energetiche dei Paesi e sulla definizione di iniziative che rispondano alle necessità delle comunità locali.

Lo sviluppo delle fonti energetiche è parte integrante del modello di business e prevede la costruzione di infrastrutture per la produzione e il trasporto di gas sia per l'esportazione, sia per il consumo domestico, e la costruzione di impianti off-grid e on-grid per la produzione di energia elettrica.

Inoltre Eni promuove un ampio portafoglio di iniziative per migliorare le condizioni di vita delle persone che prevede sia interventi di diversificazione economica attraverso lo sviluppo di progetti agricoli, di micro-imprenditorialità, micro credito o progetti infrastrutturali, sia interventi di promozione dell'educazione, di accesso all'acqua, di tutela della salute. Tali iniziative, che non si limitano all'area limitrofa agli impianti ma si estendono a contesti più ampi, sono concordate con gli stakeholder a diversi livelli a partire dalle autorità nazionali a quelle locali fino alle persone delle singole comunità.

Per meglio individuare le necessità locali e valutare la gestione delle proprie attività, Eni nel tempo si è dotata di strumenti quali Management System Guideline e procedure operative, analisi del contesto,

degli stakeholder e degli impatti e analisi di conformità alla Linea Guida ISO 26000. Tra il 2015 e il 2017 sono stati valutati da terzi 14 società controllate/distretti Eni.

Infine Eni dal 2016 si è dotata di una piattaforma informatica dedicata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con i propri stakeholder nei Paesi di presenza e la gestione dei Grievance, al fine di garantire la presa in carico di tutti i suggerimenti degli stakeholder, fornire adeguate risposte e prevenire potenziali fattori di rischio. Per garantire un'adeguata modalità di accesso alle misure di rimedio, Eni ha definito nel 2014 un meccanismo per la raccolta dei reclami e delle istanze (Grievance Mechanism), aggiornato nel 2016 e attivo presso tutte le consociate operative di Eni. Per valorizzare e monitorare il local content ovvero il valore aggiunto che l'azienda può portare al sistema socio-economico dei Paesi in cui opera, nel 2016 è stato avviato un progetto in collaborazione con il Politecnico di Milano. L'obiettivo è di quantificare gli effetti diretti, indiretti (catena di fornitura) e indotti (sistema economico) riconducibili agli impatti economici, occupazionali e sul capitale intellettuale che il business di Eni genera a livello locale. Tale quantificazione ha una duplice valenza: è utile all'azienda ai fini di una pianificazione adeguata delle attività e per i Paesi costituisce un'indicazione di indirizzo degli investimenti di sviluppo economico. Il modello è stato applicato per la prima volta a un caso pilota in Ghana, permettendo di supportare la definizione di un local content plan in linea con le richieste di International Finance Corporation (IFC) e World Bank. Ad oggi il modello è stato applicato anche ai progetti West hub e East hub in Angola, e nell'Italia centro settentrionale a Ravenna e Sannazzaro.

METRICHE E COMMENTI ALLE PERFORMANCE

Nel 2017, la spesa complessiva di community investment ammonta a circa 70,7 milioni di euro (quota Eni), di cui circa il 97%¹⁸ nell'ambito delle attività upstream. La spesa maggiore ha riguardato l'Asia con circa 34 milioni di euro, principalmente investiti nell'ambito della formazione professionale, realizzazione di infrastrutture scolastiche (asili e scuole primarie), costruzione di centri sportivi e manutenzione di infrastrutture viarie (ponti e strade). In Africa sono stati spesi un totale di 23 milioni di euro, di cui 18 milioni di euro nell'area Sub-Sahariana principalmente nell'ambito della formazione professionale e in progetti di sviluppo agricolo. Sono stati investiti circa 22 milioni di euro in attività di sviluppo infrastrutturale, di cui 5,5 in Africa e 15,3 in Asia.

Principali indicatori di performance

	2017		2016		2015	
	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente	Totale	Società consolidate integralmente
Community Investment ^(a)	70.681	66.840	64.174	60.320	76.470	74.473
di cui: infrastrutture	22.118	22.118	23.319	23.314	29.866	28.916

(a) Il dato include le attività di resettlement.

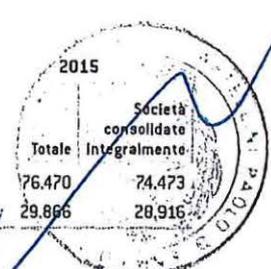
(18) Al netto delle spese infrastrutturali.

83 192 716

ENI RENDICONTI FINANZIARI

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]



[Handwritten signature]