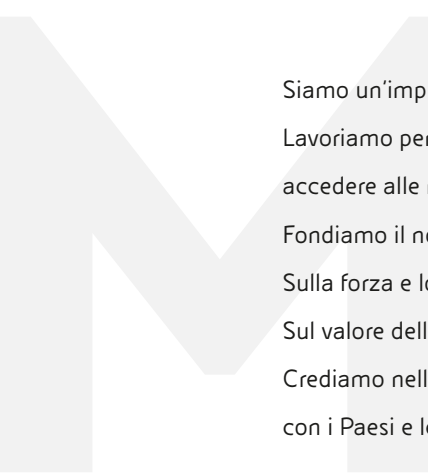


Relazione Finanziaria Annuale **2017**





Siamo un'impresa dell'energia.

Lavoriamo per costruire un futuro in cui tutti possano accedere alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile.

Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.

Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

Sul valore della persona, riconoscendo la diversità come risorsa.

Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano.

M I S S I O N

4 | RELAZIONE SULLA GESTIONE

133 | BILANCIO CONSOLIDATO

259 | BILANCIO DI ESERCIZIO

341 | ALLEGATI

Relazione Finanziaria Annuale 2017



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.

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

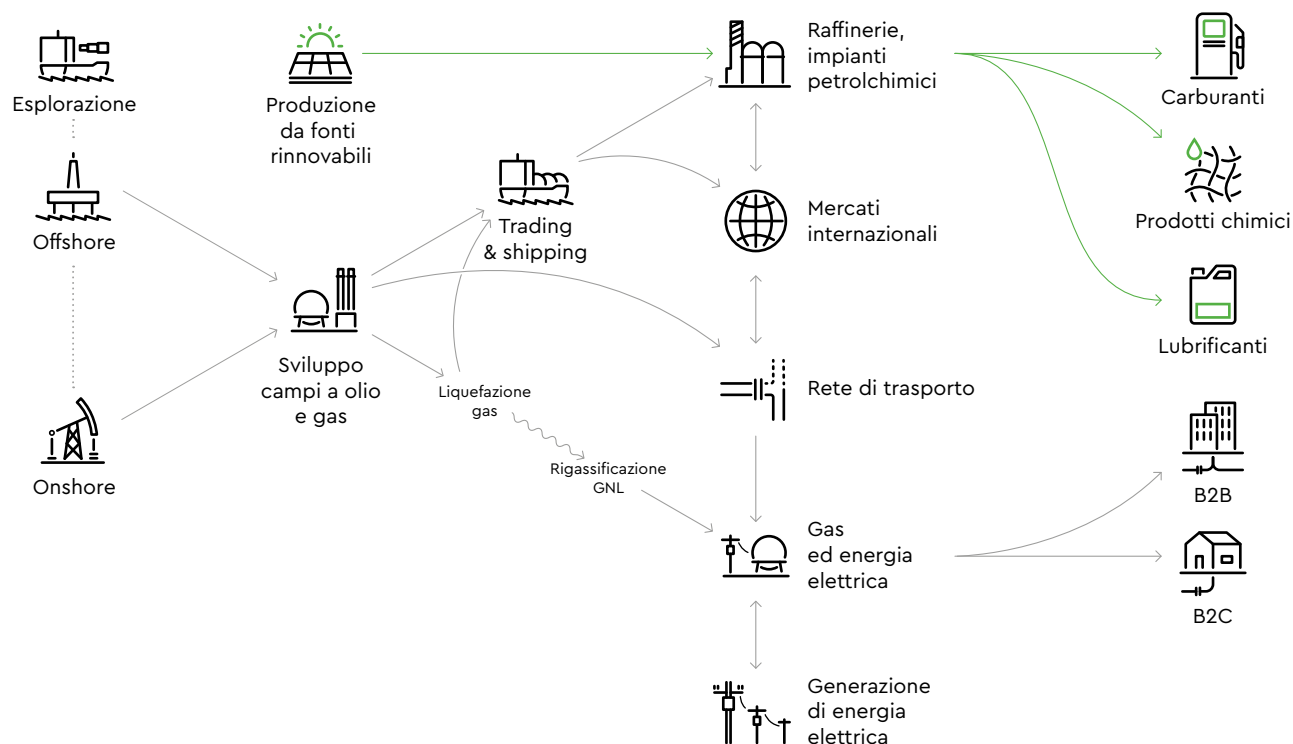
Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakhstan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 46 Paesi.

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

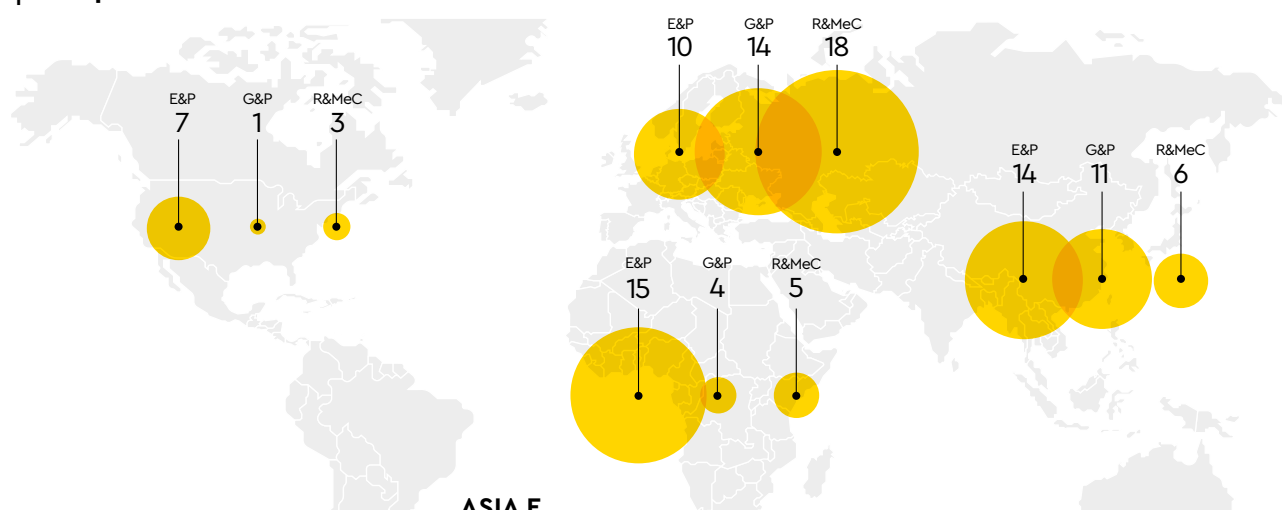
elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading. L'integrazione verticale tra le business unit consente di cogliere sinergie operative ed efficienze di costo.



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



EUROPA	E&P	G&P	R&MeC
Austria		•	•
Belgio		•	•
Cipro	•		
Croazia	•		
Danimarca			•
Francia		•	•
Germania		•	•
Grecia		•	•
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

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



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 dismissioni 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

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 programiamo 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 dei 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-

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.

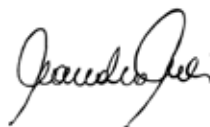
15 marzo 2018

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



PROFILO DELL'ANNO

Risultati adjusted

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

Upstream

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

Turnaround del mid-downstream

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

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

Investimenti netti

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

Cash neutrality

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

Gearing e Leverage

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

Dividendo

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

Dual Exploration Model

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

Produzione di idrocarburi record

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

Sviluppo di Zohr

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

Risorse esplorative

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

Messico

Completata con successo la campagna esplorativa nell'Area 1 offshore, grazie all'appraisal della scoperta 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 minerari 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 FINANZIARIA 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

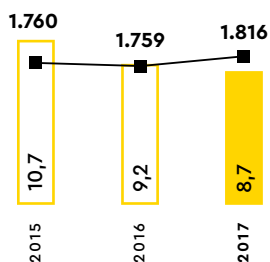
FINDING AND DEVELOPMENT COST

10,4 \$/BOE

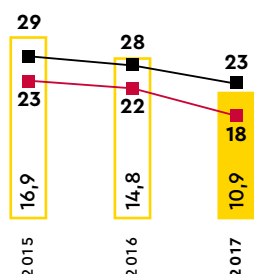
nel triennio 2015-2017
vs. 20 \$/boe nel triennio 2012-2014

CRESCITA PRODUTTIVA

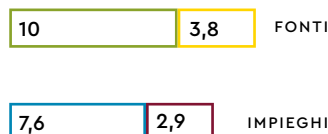
- Investimenti tecnici (€ milioni)
- Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)

**SOLIDA STRUTTURA FINANZIARIA**

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

**EQUILIBRIO FINANZIARIO 2017**
(€ miliardi)

- Flusso di cassa netto
- Dismissioni 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 i processi aziendali e gli standard internazionali (UN Guiding Principles on Business and Human Rights) ha consentito la definizione di una roadmap per migliorare ulteriormente le performance in materia di Diritti Umani.

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 ^(a)		8.458	5.386	8.510
Investimenti tecnici		8.681	9.180	10.741
<i>di cui: ricerca esplorativa</i>		442	417	566
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		7.236	7.770	9.341
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)		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
<i>di cui: Exploration & Production</i>		49.801	57.910	53.968
<i>Gas & Power</i>		3.394	4.100	5.803
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		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.

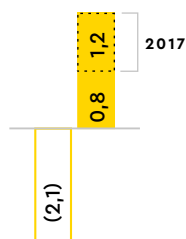
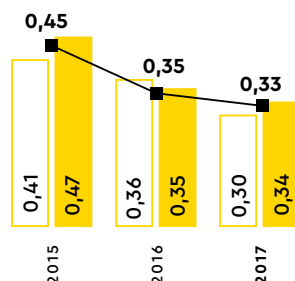
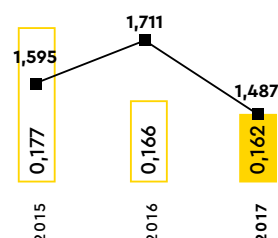
PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

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

**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)**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		3.236	4.682	14.847
operativi		3.228	1.231	1.634
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	5,51
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

Exploration & Production		2017	2016	2015
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.970	12.494	12.821
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/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 ^(c)		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	1.564
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.022	1.097	1.177

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

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

(d) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 137 mln di tep, 122 mln di tep e 125 mln di tep, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015.

Gas & Power		2017	2016	2015
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
Clienti 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

Refining & Marketing e Chimica		2017	2016	2015
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 ₂ 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

TEMI RILEVANTI DI SOSTENIBILITÀ E PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

Processo di determinazione dei temi rilevanti di sostenibilità per Eni

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

1

ANALISI DI SCENARIO DI SOSTENIBILITÀ

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

2

RISULTATI DEL RISK ASSESSMENT

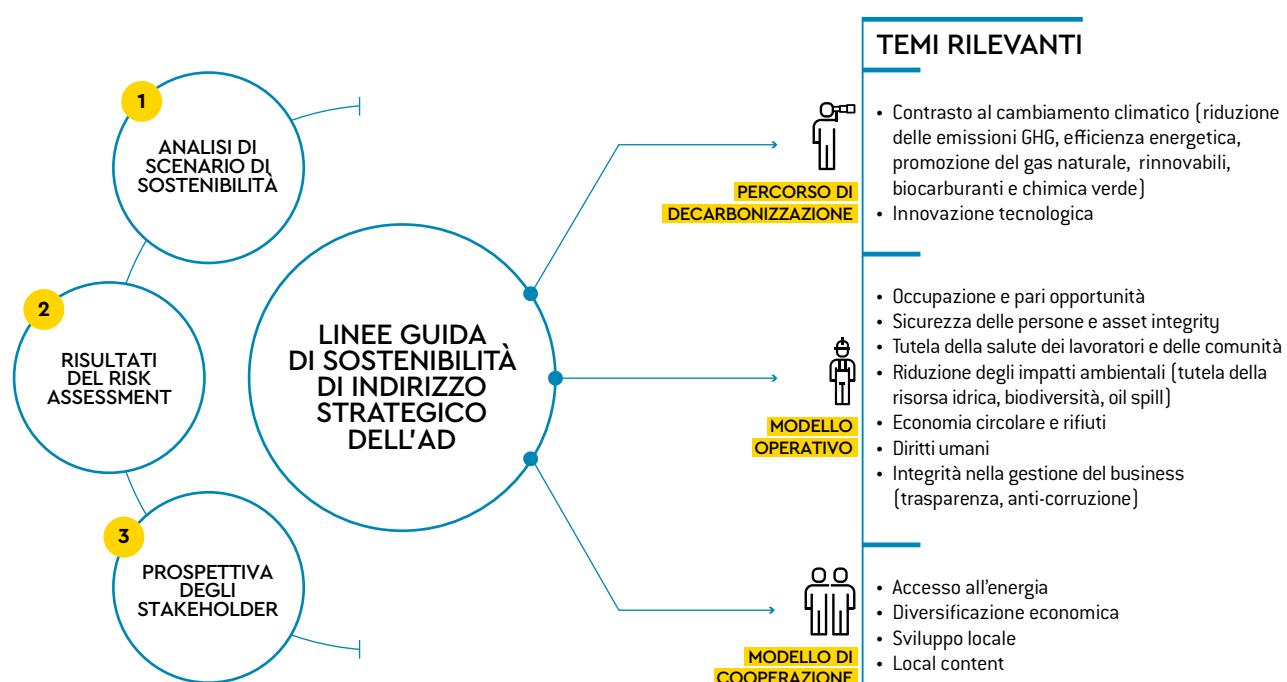
Identificano i principali rischi di Eni tra cui anche quelli con potenziali impatti ambientali, sulla salute e sicurezza, sociali e reputazionali.

3

PROSPETTIVA DEGLI STAKEHOLDER

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

I temi che emergono dalle analisi e valutazioni costituiscono la base per la definizione delle **Linee Guida di sostenibilità di indirizzo strategico di Eni**, emesse 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).



Prospettiva degli stakeholder

CATEGORIA STAKEHOLDER



PRINCIPALI ATTIVITÀ SVOLTE NEL 2017



PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI

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 Agreement¹, per un confronto sulle diverse realtà sociali e sindacali presenti nei Paesi di provenienza dei rappresentanti dei lavoratori.

COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION

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.

CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI

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.

COMUNITÀ FINANZIARIA

Presentazione del piano strategico a Londra e Milano e Road-show del top management. Conference call sui risultati trimestrali. Partecipazione a conference tematiche organizzate dalle banche. Road-show su temi di governance del Presidente a Londra, Parigi e Milano. Ingaggio con il mercato su temi industriali, finanziari e ESG anche in relazione all'Assemblea degli Azionisti.

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.

[2] Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti.
[3] Oil and Gas Climate Initiative.
[4] Associazione del settore oil&gas che si occupa dei temi ambientali e sociali.

(5) World Business Council for Sustainable Development.
(6) Comitato Interministeriale Diritti Umani.
(7) Extractive Industries Transparency Initiative.

MODELLO DI BUSINESS

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

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

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

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

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

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



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

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

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

DIMENSIONE		MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE	
 PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	 CAMBIAMENTO CLIMATICO	• 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	PERSONE • 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	• 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	• 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	• 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	• 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	• 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 (SA8000)	
	 INNOVAZIONE	• 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	
DIMENSIONE		MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE	
 MODELLO DI COOPERAZIONE	 COMUNITÀ LOCALI	• Referente di sostenibilità a livello locale, che si interfaccia con la sede centrale per definire i programmi di sviluppo per le comunità locali in linea con i piani di sviluppo nazionali ad integrazione dei processi di business • 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	

SCENARIO E STRATEGIA

| Il mercato e il contesto competitivo

Transizione verso un energy mix a minore intensità carbonica

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

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

| Piano industriale

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

L'anno del ribilanciamento

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

La strategia dell'OPEC guiderà anche il 2018

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

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

Migliora il contesto del mid-downstream europeo

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

Upstream

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

- Esplorazione con operatorship su temi convenzionali e ad alta equity in coerenza con il "Dual Exploration Model".
- Reloading del portafoglio esplorativo con prospettività a liquidi ad elevata materialità.
- Focus su esplorazione near-field con ridotto time-to-market e cash flow immediati in Paesi con infrastrutture operate.
- Graduale ripresa dell'esplorazione su temi "high risk - high reward".
- Perforazione di circa 115 pozzi in più di 25 Paesi.

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

- Crescita delle produzioni nel periodo 2018-2021 ad un tasso medio annuo del 3,5% con focus sul valore, grazie al contributo dei progetti già avviati e di quelli previsti nel quadriennio caratterizzati da un livello di cash flow per boe superiore alla media del portafoglio; al 2025 attesa ulteriore crescita della produzione al tasso medio annuo del 3%.
- Avvio e rafforzamento di iniziative integrate con il settore Gas & Power per la valorizzazione del gas equity.
- Rafforzamento del modello di realizzazione dei progetti per fasi e design-to-cost al fine di ridurre il rischio di esecuzione e l'esposizione finanziaria.
- Ottimizzazione dell'efficienza operativa con particolare riferimento al contenimento dei costi operativi e alla riduzione del "Non Productive Time" anche attraverso la digitalizzazione dei processi.

OBIETTIVI 2018-2021 UPSTREAM



PRODUZIONE
IDROCARBURI
CAGR
2017-2021

+3,5%
produzione organica



RISORSE
ESPLORATIVE

2 mld boe
nel quadriennio



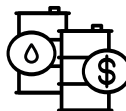
COPERTURA
ORGANICA
DEGLI
INVESTIMENTI

~40 \$/boe
nel quadriennio



FREE
CASH FLOW
CUMULATO

~€22 mld
nel quadriennio



BREAK-EVEN
COMPLESSIVO
NUOVI PROGETTI
IN ESECUZIONE

<30 \$/boe

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 di €0,9 miliardi nel 2021 e un free cash flow cumulato 2018-2021 pari a €2,1 miliardi.

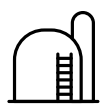
- Riduzione del margine di break-even dell'attività di raffinazione a 3 \$/barile a fine 2018.
- Completamento della riconversione green di Gela e della seconda fase della green refinery di Venezia.
- Nel marketing consolidamento della presenza nei Paesi in cui operiamo.
- Crescente impiego della leva 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

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

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

COMITATO
CONTROLLO
E RISCHI /
COLLEGIO
SINDACALE

PRESIDENTE

AMMINISTRATORE
DELEGATO

COMITATO
RISCHI

Risk Management
Integrato

COMITATO
DI COMPLIANCE

Compliance Integrata

RMI

PRIMO LIVELLO

Manager di linea Risk Owners

Il **primo livello** di controllo identifica, valuta, gestisce e monitora i rischi di competenza in relazione ai quali individua e attua specifiche azioni di trattamento.

SECONDO LIVELLO

Funzioni Controllo&Rischio*

Il **secondo livello** monitora i principali rischi per assicurare l'efficacia e l'efficienza del trattamento degli stessi, nonché monitora l'adeguatezza e operatività dei controlli posti a presidio dei principali rischi.

TERZO LIVELLO

Internal Audit

Il **terzo livello** fornisce assurance indipendente e obiettiva sull'adeguatezza ed effettiva operatività del primo e secondo livello di controllo.

[*] 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.

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.

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.

Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

RISCHIO ESTERNO	PAESE 	PAESE/CONTROPARTE 
	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO 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.	Credit&Financing risk partner upstream, relativo al ritardo nell'incasso dei crediti o dei costi da recuperare.
RISCHIO STRATEGICO	CLIMATE CHANGE   	PREZZO COMMODITY 
	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Climate change, con particolare riferimento ai driver correlati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione tecnologica e normativa, tematiche reputazionali), e al driver fisico (fenomeni meteo-climatici estremi/cronici). AZIONI DI TRATTAMENTO - Diversificazione geografica degli asset in portafoglio, sin dalla fase esplorativa, e diversificazione di business; - Riduzione dell'esposizione attraverso il Dual Exploration Model; - Mantenimento di relazioni efficaci e durature con i Paesi produttori e gli stakeholder locali, anche attraverso progetti di sviluppo sociale territoriale e di sostenibilità; - Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per sito. → Rif. pag. 93-95	UPSTREAM - 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. → Rif. pag. 93-95
RISCHIO OPERATIVO	INCIDENTI  	CONTENZIOSI CORRUZIONE 
	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 - 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. → Rif. pag. 95-96	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. → Rif. pag. 102

PAESE/CONTROPARTE

Rischio di credito commerciale relativo ai business mid-downstream.

EVOLUZIONE NORMATIVA G&P

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

Rapporti con gli stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry oil&gas, con impatti anche a livello mediatico.

CONTRATTI GAS

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

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

Cyber Security & Spionaggio industriale.

- Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSEQ;
- 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, possiedano l'esperienza sopra indicata. La composizione del Comitato in termini di esperienza risulta quindi migliorativa rispetto alle previsioni del proprio Regolamento.

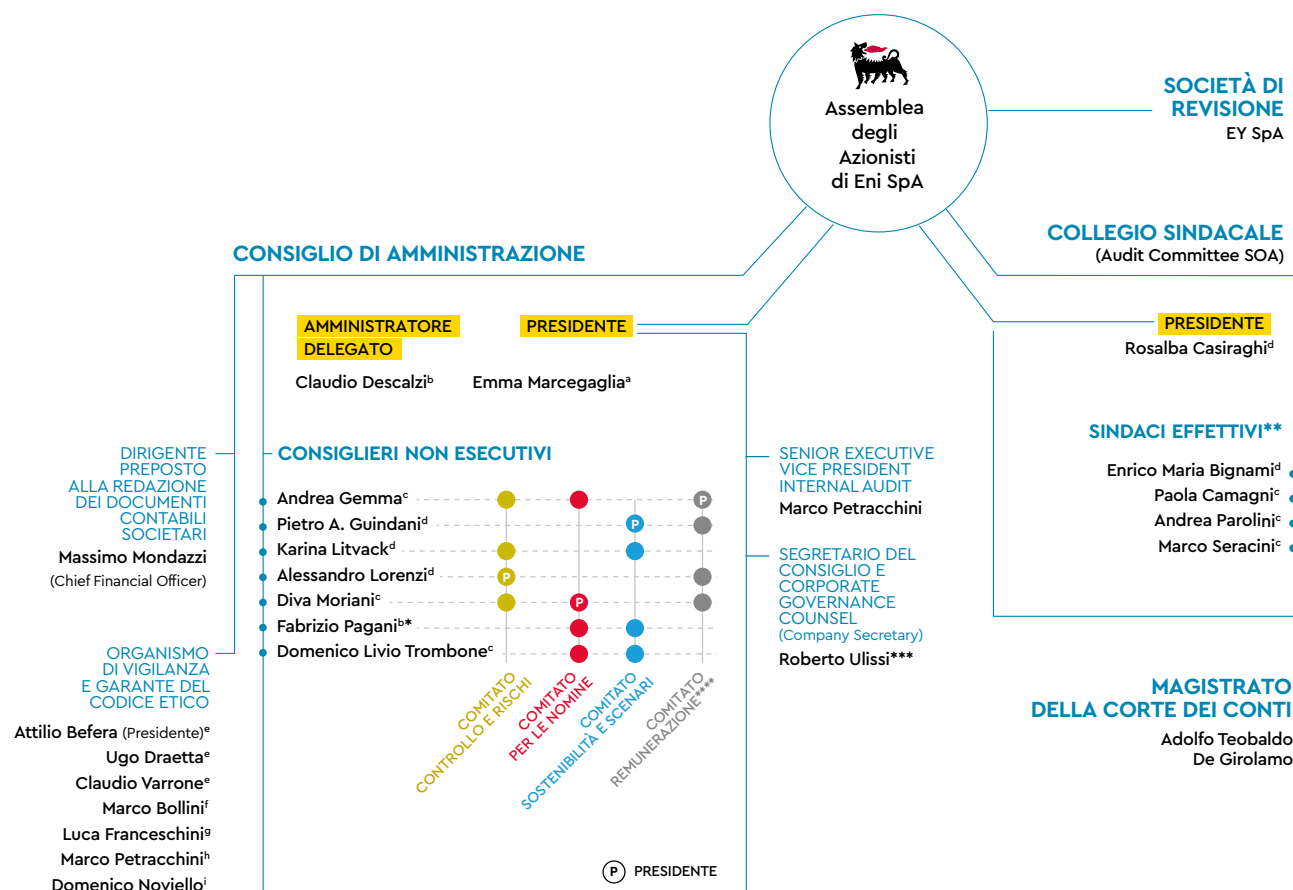
(4) Il regolamento del Comitato Remunerazione prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato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

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, Philip 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.

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

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, sostenibilità⁷, 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.

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.

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.

[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.

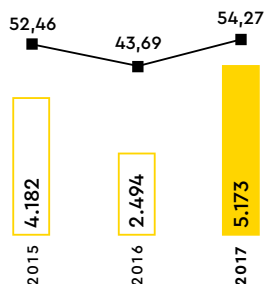
[10] Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2017.

EXPLORATION & PRODUCTION



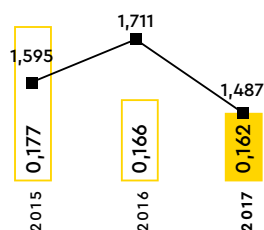
UTILE OPERATIVO ADJUSTED

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



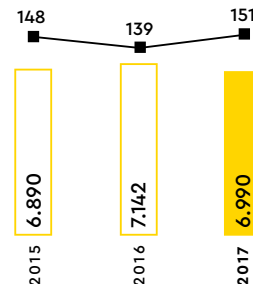
ECCELLENZA OPERATIVA UPSTREAM

■ 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 avvio/ramp-up nell'anno è stato di 243 mila boe/giorno. Produzione prevista in crescita nel 2018 (+4% rispetto al 2017).
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2017 ammontano a 7 miliardi

FINDING & DEVELOPMENT COST

10,4
\$/BOE

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

AVVIO DEL GIANT ZOHR

OLTRE **850**
MLD di METRI CUBI

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

PRODUZIONE DI IDROCARBURI

1,82
MLN di BOE/GIORNO

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

RISORSE SCOPERTE

1
MLD di BOE EQUITY

AL COSTO UNITARIO DI CIRCA 1 \$/BOE

FORTE GENERAZIONE DI CASSA

20,2
\$/BOE

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

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

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

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

Avvio del progetto Zohr

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

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

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

Dual Exploration Model

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

questa formula le cessioni:

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

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

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

Esplorazione

- L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi bassi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo. Nel corso del 2017 sono state aggiunte 1 miliardo di boe equity di cui 800 milioni di boe da esplorazione in house al costo unitario di circa 1 \$/barile. Dal 2014 le risorse esplorative scoperte ammontano a più di 4 miliardi di boe, quasi il doppio della produzione equity dello stesso periodo.
- Nel febbraio 2018 è stata effettuata una scoperta gas con il pozzo Calypso 1 nel Blocco 6 (Eni 50%, operatore), nell'offshore di Cipro. Le prime analisi evidenziano la potenzialità della scoperta e confermano l'estensione del tema di ricerca di Zohr.

- Nel febbraio 2018 sono stati firmati con la Repubblica del Libano due contratti di Esplorazione e Produzione per i Blocchi 4 e 9, situati nelle acque profonde dell'offshore del Libano. Eni partecipa con una quota del 40% in entrambi i blocchi.
- In Oman, è stato firmato con il Governo del Sultanato e la società di stato 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

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).

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 Noor 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

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.

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

EVOLUZIONE

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

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

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

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.

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	764
Non sviluppate	218	55.680	580	302	31.600	508	276	37.489	518
Kazakhstan	766	59.697	1.150	767	70.349	1.221	771	66.649	1.198
Sviluppate	547	53.179	891	556	63.391	966	355	51.832	689
Non sviluppate	219	6.518	259	211	6.958	255	416	14.817	509
Resto dell'Asia	232	30.133	427	307	28.395	491	262	24.864	422
Sviluppate	81	24.376	238	124	7.911	175	126	5.225	159
Non sviluppate	151	5.757	189	183	20.484	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

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 avvisi 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)}

	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	2017			2016			2015		
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
	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).

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

Società consolidate	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)
	2017			2016			2015		
Italia	53	12,5	134	47	13,3	133	69	15,5	169
Resto d'Europa	102	13,5	189	109	14,1	201	85	15,6	185
Croazia		0,5	3		0,7	5		0,6	4
Norvegia	81	7,5	129	86	7,3	133	57	7,5	105
Regno Unito	21	5,5	57	23	6,1	63	28	7,5	76
Africa Settentrionale	158	49,6	479	165	45,2	458	172	46,1	469
Algeria	68	3,3	90	77	3,3	98	79	2,7	96
Libia	87	46,0	384	84	41,5	353	89	43,0	365
Tunisia	3	0,3	5	4	0,4	7	4	0,4	8
Egitto	72	24,4	230	76	16,9	185	96	14,4	189
Africa Sub-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		2	3		3
India								0,1	1
Indonesia	3	5,3	38	3	1,4	12	2	1,5	12
Iran							22		22
Iraq	40	0,6	43	64	0,5	67	40		40
Pakistan		3,7	24		4,9	32		6,4	41
Turkmenistan	8	0,2	9	9	0,2	10	10	0,2	11
America	63	5,5	99	69	7,3	116	75	7,3	122
Ecuador	12		12	10		10	11		11
Stati Uniti	51	3,9	77	59	5,3	93	64	5,3	98
Trinidad e Tobago		1,6	10		2,0	13		2,0	13
Australia e Oceania	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
Australia	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
	833	138,4	1.728	859	127,4	1.684	891	129,8	1.726
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,5	20	1	0,8	6			
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
	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).

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 ^(b)	
		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		2,2	9,0	2,5
Africa Settentrionale		0,5		0,5	1,0		1,0	7,0	6,5
Egitto		2,5	5,4	5,5	0,8	3,3	4,8	7,0	4,9
Africa Sub-Sahariana		2,9	0,3	0,1	1,1	0,6	2,9	28,0	14,1
Kazakhstan								6,0	1,1
Resto dell'Asia					0,9		3,4	11,0	5,0
America		0,5			1,0	1,0	0,3	5,0	4,5
Australia e Oceania								1,0	0,3
		7,6	7,0	6,2	6,2	4,9	14,6	78,0	41,2

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) Includono i pozzi temporaneamente sospesi e in attesa di valutazione.

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

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 giustificare il completamento.

SUPERFICI

Nel 2017 Eni ha condotto operazioni in 46 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2017 il portafoglio minerario di Eni consiste in 756 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 414.918 chilometri quadrati in quota Eni (323.896 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2016). La superficie sviluppata è di 31.038 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 383.880 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2017 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Cipro, Costa d'Avorio, 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.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2016	31 dicembre 2017						
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Totale Sup. netta ^(a)
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.

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 CAFC olio, il proseguimento delle attività di drilling pianificate nell'area nonché attività di infilling sul progetto MLE; e (iv) il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk nel Blocco 208 (Eni 12,25%), con la perforazione di pozzi produttori e di water injection.

Libia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con una nuova scoperta a gas e condensati. La scoperta è situata in prossimità dei campi in produzione di Bouri (Eni 50%) e di Bahr Essalam (Eni 50%). Il successo esplorativo 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 completamen-

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 Meleha South 1X, Aman East 1X e Karnak Deep 1X mineralizzati a olio, nella concessione Meleha (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 sealline 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 Meleha (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

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 Exxon-Mobil 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.

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 statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

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

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

Eni, KMG e il Comitato kazako di Geologia, insieme ad altri partner, hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan 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 Kazakhstan 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 CC01 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 aggraverà 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.

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 Tecoaali 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.

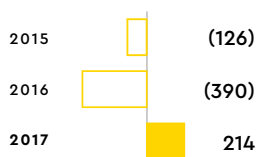
Investimenti tecnici

(€ 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	(324)	(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)

GAS & POWER

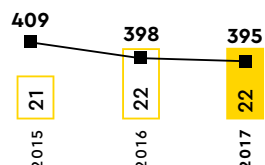


**UTILE OPERATIVO
ADJUSTED**
€ milioni

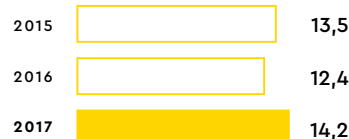


**EMISSIONI
CENTRALI POWER**

■ Emissioni di GHG/energia elettrica
eq. (gCO₂eq/kWheq)
■ Energia elettrica prodotta (TWh)



**VENDITE
GNL**
mld di metri cubi



Performance dell'anno

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un incremento (+28%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,37 per effetto di maggiori eventi infortunistici registrati (dipendenti +61%, contrattisti -26%).
- Nel 2017 le emissioni di gas serra aumentano di circa lo 0,5%, per effetto della crescita delle produzioni di energia elettrica (+2,9%) e dei maggiori volumi di gas naturale trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWheq riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione dello 0,8% rispetto all'anno precedente grazie al proseguimento degli interventi di energy savings.
- Nel 2017 il settore Gas & Power ha registrato un risultato strutturalmente positivo con un anno di anticipo rispetto ai piani grazie alla ristrutturazione del business. L'utile operativo adjusted si attesta a €214 milioni, miglior risultato degli ultimi sette anni con un incremento di €604 milioni rispetto al 2016.
- Le vendite di gas nel mondo sono state di 80,83 miliardi di metri cubi, con una riduzione del 6,3% rispetto al 2016 (-5,5 miliardi di metri cubi) in linea con la riduzione degli impegni di acquisto dei contratti take-or-pay. In calo del 2,6% le vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano una riduzione del 4,6% (-1,72 TWh) rispetto al 2016. In calo per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel settore grossisti e middle market parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai clienti large.
- Gli investimenti tecnici di €142 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica.

VENDITE GAS ITALIA

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

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).

GAS NATURALE

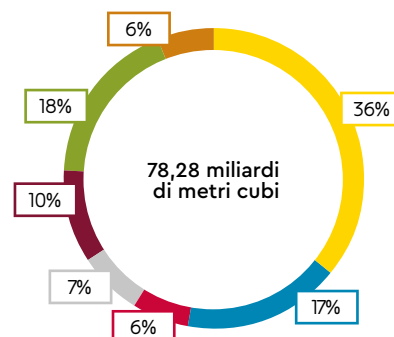
APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

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
ESTERO	73,23	76,64	78,66	[3,41]	[4,4]
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	78,28	82,64	85,39	[4,36]	[5,3]
Prelevi (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

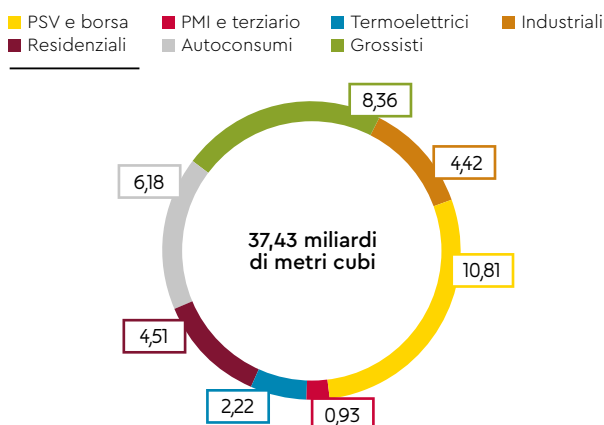
(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	77,52	83,34	84,94	[5,82]	[7,0]
Italia (inclusi autoconsumi)	37,43	38,43	38,44	[1,00]	[2,6]
Resto d'Europa	36,10	40,52	41,14	[4,42]	[10,9]
Extra Europa	3,99	4,39	5,36	[0,40]	[9,1]
Vendite delle società collegate (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]

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



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)
<i>Penisola Iberica</i>	5,06	5,28	5,40	(0,22)	(4,2)
<i>Germania/Austria</i>	6,95	7,81	5,82	(0,86)	(11,0)
<i>Benelux</i>	5,06	7,03	7,94	(1,97)	(28,0)
<i>Ungheria</i>		0,93	1,58	(0,93)	..
<i>Regno Unito</i>	2,21	2,01	1,96	0,20	10,0
<i>Turchia</i>	8,03	6,55	7,76	1,48	22,6
<i>Francia</i>	6,38	7,42	7,11	(1,04)	(14,0)
<i>Altro</i>	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.

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).

Investimenti tecnici

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

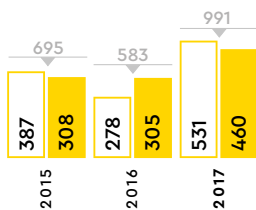
REFINING & MARKETING E CHIMICA



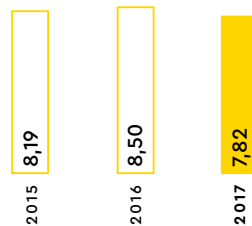
UTILE OPERATIVO ADJUSTED

€ milioni

■ Utile operativo adjusted Refining & Marketing
■ Utile operativo adjusted Chimica

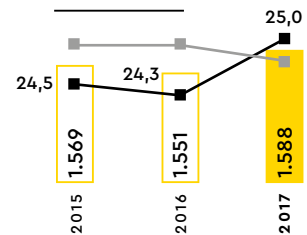


EMISSIONI DIRETTE GHG

■ mln di tonnellate di CO₂eq

CONSUMI E QUOTA DI MERCATO ITALIA

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



Performance dell'anno

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro totale ha registrato un incremento (+63,2% rispetto al 2016).
- Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione dell'8% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni 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%)

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

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. %
Greggi 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)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>3,51</i>	<i>3,43</i>	<i>5,04</i>	<i>0,08</i>	<i>2,3</i>
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

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]
Petrochimica	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%).

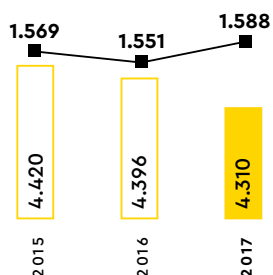
Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.310 stazioni di servizio con una riduzione di 86 unità rispetto al 31 dicembre 2016 (4.396 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (25 unità) e dal saldo negativo tra aperture e risoluzioni di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

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 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 cessioni in Svizzera e Germania. Le vendite al settore Petrolchimica (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 strategia 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	71,3
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)

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 compensate 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

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:					
Eni:	3.374	(1.464)	(8.778)	4.838	..
- continuing operations	3.374	(1.051)	(7.952)	4.425	..
- 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 riduzione

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.

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.

Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Special item dell'utile (perdita) operativo		(1.990)	333	8.251
- oneri ambientali		208	193	225
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(221)	(459)	7.124
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	169
- plusvalenze nette su cessione di asset		(3.283)	(10)	(406)
- accantonamenti a fondo rischi		448	151	211
- oneri per incentivazione all'esodo		49	47	42
- derivati su commodity		146	(427)	164
- differenze e derivati su cambi		(248)	(19)	(63)
- altro		911	850	785
Oneri (proventi) finanziari		502	166	292
di cui:				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		248	19	63
Oneri (proventi) su partecipazioni		372	817	488
di cui:				
- plusvalenze da cessione		(163)	(57)	(33)
- svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni		537	896	506
Imposte sul reddito		277	(72)	(7)
di cui:				
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane			170	880
- svalutazioni nette imposte differite estero upstream			6	860
- riforma fiscale Stati Uniti		115		
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		162	(248)	(1.747)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		(839)	1.244	9.024
di competenza:				
- interessenze di terzi				353
- azionisti Eni		(839)	1.244	8.671

L'analisi dell'**utile netto adjusted** per settore di attività è riportata nella seguente tabella:

	(€ milioni)	2017	2016	2015	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production		2.724	508	991	2.216	..
Gas & Power		52	(330)	(168)	382	..
Refining & Marketing e Chimica		663	419	512	244	58,2
Corporate e altre attività		(1.041)	(991)	(663)	(50)	(5,0)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)		(16)	61	1.250	(77)	..
Utile (perdita) netto adjusted - continuing operations		2.382	(333)	1.922	2.715	..
di competenza:						
- interessenze di terzi		3	7	605	(4)	(57,1)
- azionisti Eni		2.379	(340)	1.317	2.719	..
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations				(514)		..
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone		2.379	(340)	803	2.719	..

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti a fine periodo nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Nel 2017 i risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dalla ripresa del prezzo di riferimento del Brent in particolare nella parte finale dell'anno, sostenuto dal migliore bilanciamento dei fondamentali con la domanda in crescita trainata dalla ripresa economica e l'eccesso d'offerta mitigato dai tagli produttivi dell'OPEC e di altri Paesi. In media annua il prezzo di riferimento del Brent segna un recupero del 24% rispetto al periodo di confronto. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'indebolimento del dollaro rispetto all'euro, 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.

Il margine benchmark dell'attività di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin - SERM) che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni ha incrementato il suo valore (+19%) attestandosi al 5 \$/bl, rispetto all'obiettivo Eni di margine di break-even trapiantato nel 2017 al di sotto dei 4 \$/bl. L'incremento del margine di scenario si colloca in un quadro di tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla ripresa della carica petrolifera; tale trend si è indebolito nella parte finale dell'anno a fronte del rialzo repentino delle quotazioni del greggio.

Il cambio euro/dollaro pari a 1,130 fa registrare un apprezzamento (+2,1%) rispetto al cambio medio registrato nel 2016.

	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.

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).

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		
		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

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).

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)
	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 avvisi 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 rinven-

imento 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	7.651	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)	5.855	271,4

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		24	33	(24)
Differenze di cambio	(905)	676	(354)	(1.581)
Altri proventi (oneri) finanziari	(407)	(459)	(464)	52
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	143	120	(15)
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(264)	(312)	(291)	48
- Altri proventi (oneri) finanziari	(271)	(290)	(293)	19
	(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.

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.

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 ^(a)		408	68	254	340	
Imposte sul reddito ^(a)		(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 ^(b)		252	170	617	82	48,2
Prezzi medi di realizzo						
Petrolio ^(c)	(\$/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.

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:	139	(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 trapiantare 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	266	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-

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.

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
	71.415	79.729	(8.314)
Capitale di esercizio netto			
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)
	(11.634)	(11.013)	(621)
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 degli 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.

RICONDUZIONE DELL'UTILE COMPLESSIVO

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

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’indebita-

mento 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)
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.528	6.675	(2.147)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	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.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema statutario 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)

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 riellaborato 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).

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

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti 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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

Utile operativo adjusted 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 variazione

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.

2017	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e 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.

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)
<i>di competenza:</i>									
- 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.

2015							GRUPPO	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni		Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE			
Utile (perdita) operativo	(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
<i>di competenza:</i>													
- 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.

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)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)		31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
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.

Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2017		2016	
	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 statutory i disinvestimenti 2016 comprendono la cessione del controllo (12,503%) di Saipem SpA a CDP 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 statutory 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 esposte su base netta.

segue **Rendiconto finanziario riclassificato**

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2017		2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		6.008		(1.152)
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		341		5.271
riclassifica: investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(388)		(1.589)	
riclassifica: disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	729		6.860	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.712)		(766)
- assunzione debiti finanziari non correnti	1.842		4.202	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.973)		(2.323)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(581)		(2.645)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)		(2.885)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)		(2.881)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(3)		(4)	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(72)	(72)	2	2
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti relative alle discontinued operations			889	
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	7	7	(5)	(5)
Flusso di cassa netto	1.689	1.689	465	465

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 - continuing 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

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 LNG; (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 Interna-

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

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%.

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.

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).

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.

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)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)		31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
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

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	31 dicembre 2017		31 dicembre 2016	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)				
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

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 prudentiale 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-

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 simili 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 PetroJunin, 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

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

le proprie attività. È possibile, a tale riguardo, che il recente insabbiamento, 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 consegua 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, delineaazione 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 "riconvenzionate").

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,

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, monitoraggio 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-

ti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che possa ancora incorrere in tali passività ambientali. In alcuni casi Eni è parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica, disastro ambientale.

Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Con riferimento a diversi di questi siti inattivi Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare gli interventi di bonifica e a rimediare al danno ambientale in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato.

È ancora possibile che in futuro possano essere rilevate passività addizionali in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio.

Syndial, preposta da Eni al presidio di tali tematiche, ne dà attuazione anche attraverso lo sviluppo di tecniche proprietarie e di un approccio sostenibile alla bonifica.

Con specifico riferimento all'attività di ricerca e produzione degli idrocarburi, in base alle normative applicabili in tutte le giurisdizioni dove Eni opera, la società è tenuta a sostenere i costi relativi allo smantellamento di piattaforme e altre attrezzature di estrazione e di ripristino delle aree al termine delle attività petrolifere. Il bilancio consolidato accoglie la migliore stima dei costi che Eni dovrà sostenere in futuro a fronte di tali obblighi. Tali stime sono soggette a rischi e incertezze di varia natura (accuratezza della stima, cost overrun, ampiezza dell'orizzonte temporale di stima, inasprimento delle normative locali, sviluppo di nuove tecnologie, ecc.).

In riferimento al contesto normativo italiano va ricordata l'entrata in vigore il 29 maggio 2015 della Legge 68/2015, che ha introdotto nel Codice Penale il Titolo IV bis interamente dedicato ai delitti contro l'ambiente. La nuova legge ha inoltre ampliato il campo per cui viene prevista una responsabilità diretta dell'ente per illeciti ambientali. Eni ha quindi adeguato il proprio Modello 231 ed i relativi strumenti di controllo operativo, provvedendo alla loro diffusione interna ed applicazione al fine di assicurare una ade-

guata valutazione dei rischi correlati alle tematiche ambientali ed una corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.

A livello internazionale, dopo l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi e del successivo inizio del dibattito in Europa del cosiddetto "Clean Energy Package for all Europeans" a fine 2016, si sono susseguiti i dibattiti in seno alla Commissione UE sugli emendamenti alle normative in vigore per convergere all'obiettivo di limitare l'aumento della temperatura globale al di sotto di 2 °C per evitare cambiamenti climatici pericolosi – per l'approfondimento si rimanda alla sezione "Rischi connessi al cambiamento climatico".

In tema di energia e ambiente, come detto, vi è stato un lungo ed articolato dibattito sul pacchetto legislativo "Energia Pulita per tutti gli Europei". Questo pacchetto mirato a dare impulso alla trasformazione del mercato europeo dell'energia verso l'energia pulita modernizzando l'economia europea, si articola su 4 ambiti (mercato elettrico, fonti rinnovabili, efficienza energetica, governance). Il pacchetto presenta tra le proposte legislative: la proposta di revisione della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica e la proposta di revisione della Direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

L'accordo in commissione è stato trovato solo a fine anno (seduta del 18 dicembre del consiglio UE) su tutti gli ambiti. Le proposte sono state portate al voto nella successiva sessione plenaria del Parlamento Europeo del 17/01/2018. L'iter dovrà poi concludersi con il voto in Consiglio.

Per la direttiva sull'efficienza energetica la proposta prevede l'obiettivo vincolante di risparmio energetico al 2030 che salga al valore minimo di 35% a livello europeo ma senza target nazionali vincolanti. In linea con l'attuale quadro gli stati membri dovrebbero conseguire un risparmio addizionale annuale pari a 1,5%. Ciò ridimensiona l'iniziale proposta della Commissione di un valore pari al 40%.

La proposta di revisione della direttiva sulle energie rinnovabili prevedrebbe un valore obiettivo al 2030 del 35% di quota nel mix energetico per gli usi finali (35% nella proposta del Parlamento Europeo; 27% nella proposta del Consiglio) e un obiettivo nel settore dei trasporti (12% nella proposta del Parlamento Europeo; 14% nella proposta del Consiglio). In ambito biocarburanti sarebbe previsto un limite massimo per quelli di prima generazione, che nelle varie proposte in discussione potrebbe mantenersi al 7% nei trasporti, ovvero prevedere una traiettoria di riduzione, ovvero richiedere di mantenere i livelli del 2017.

Nella proposta del Parlamento Europeo (votazione del 17 gennaio 2018) è stata inserita anche una limitazione sull'utilizzo dell'olio di palma dal 2021, mentre tale limitazione non compare nella proposta del Consiglio né in quella della Commissione Europea. Consiglio, Parlamento e Commissione saranno chiamate a trovare una posizione di compromesso. Per i biofuel di seconda generazione gli obiettivi sarebbero del 1,5% al 2021 e del 10% al 2030.

Questi obiettivi, una volta definiti, dovranno essere armonizzati con quanto già varato a livello italiano dalla SEN a novembre 2017.

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).

Negli ultimi anni i principali siti Eni in Italia sono stati dotati di sistemi informatici per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme; in tale ambito, nel 2017, Eni è stata la prima società in Italia a interfacciare il proprio software, per la gestione dei rifiuti, con la banca dati dell'Albo Nazionale Gestori Ambientali. Tali sistemi inoltre facilitano l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate, nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

Alla fine del 2017 le istituzioni comunitarie sono convenute a un accordo sulle proposte di direttiva incluse nel Pacchetto Economia Circolare della Commissione Europea. Queste, una volta approvate, effettueranno una revisione delle attuali normative comunitarie in materia di rifiuti, discariche, imballaggi e rifiuti da imballaggio, rifiuti da apparecchiature elettriche ed elettroniche e veicoli a fine vita.

Nel 2016 l'UE ha proseguito con la realizzazione della strategia "Aria pulita in Europa". Il 31 dicembre 2016 è entrata in vigore la nuova direttiva NEC (che stabilisce i limiti emissivi nazionali per cinque inquinanti: biossido di zolfo, ossidi di azoto, composti organici volatili non metanici, ammoniaca e particolato fine) e dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 1° luglio 2018, fatto salvo un periodo transitorio fino al 2019 in cui si applicheranno i vecchi limiti.

Nel 2017 la Commissione Europea ha avviato la procedura di infrazione contro l'Italia per la violazione della Direttiva 2008/50/CE che fissa dei valori limite di qualità dell'aria.

In risposta il Mattm ha aggiornato i metodi di riferimento per la misurazione di taluni inquinanti implementando il D.Lgs.155/2010 sulla qualità dell'aria in recepimento della Direttiva 2015/1480/UE. Il DM 26 gennaio 2017 in vigore dal 9 febbraio aggiorna gli allegati tecnici del D.Lgs.155/2010 recependo le indicazioni europee. In particolare viene completamente sostituito l'allegato VI al D.Lgs.155/2010 aggiornando i metodi di riferimento per la misurazione di alcuni inquinanti, con speciale attenzione al particolato. Inoltre nel 2017 il Mattm e le regioni padane hanno sottoscritto il Nuovo Accordo di bacino padano per l'attuazione di misure congiunte per il miglioramento della qualità dell'aria (in vigore dal 1° ottobre 2017).

Il Parlamento UE ha chiesto di estendere l'applicazione della Direttiva 2004/35/CE sul danno ambientale anche all'aria, alla fauna e alla flora (attualmente l'Italia non ha applicato la definizione estesa del danno).

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Il 14 luglio 2015 con il D.Lgs. n. 105 è stata data attuazione alla Direttiva 2012/18/UE (SEVESO III) relativa al controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose. Alcune delle novità introdotte riguardano le semplificazioni al sistema vigente, nonché nuovi adempimenti a carico dei gestori dei siti ad incidente rilevante; i gestori degli impianti Eni impattati hanno già predisposto quanto necessario per garantire la compliance al decreto.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato. La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

La pubblicazione delle Norme ISO 14001:2015 e ISO 9001:2015 ha introdotto una maggiore focalizzazione sul rischio, sul contesto locale e su eventuali accordi volontari in materia di sostenibilità. L'impatto di tale adeguamento comporterà un miglioramento della pianificazione e dei processi di controllo. Eni si è inoltre dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico di indicatori HSE e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie: (i) technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con le normative e gli standard adottati dalla Società; (ii) certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un Ente certificatore); (iii) verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE; (iv) audit finalizzati alla verifica della sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative dei rischi di processo (upstream); e (v) audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti). Nel settore della sicurezza di processo e sull'asset integrity, oltre che attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati, Eni ha sviluppato un sistema di gestione specifico basato su best practice internazionali in corso di implementazione presso le aree operative. La nuova Norma ISO 14001:2015 pone l'accento sull'importanza della segnalazione continua, nell'ambito della attività quotidiana, di eventuali rilievi per rafforzare le performance del sistema ed identificare rischi emergenti nell'ottica della prevenzione.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi

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 rinegoiazioni 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

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,

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.

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 operations 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 "stranded²", 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 tre dei 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.

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".

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni e sui kpi finanziari sono illustrati nella sezione “Scenario e strategia” della presente Relazione sulla gestione, alla quale si rinvia.

Di seguito sono evidenziate le previsioni per il 2018 su produzioni e vendite:

EXPLORATION & PRODUCTION

Produzione di idrocarburi: crescita attesa al 4% per effetto del ramp-up degli avvii 2017, in particolare in Egitto, Angola e Indonesia, degli avvii di fasi satelliti di grandi giacimenti in produzione (Libia, Angola e Ghana) e delle operazioni di portafoglio.

GAS & POWER

Consolidamento della redditività: atteso utile operativo adjusted a €0,3 miliardi, grazie a nuove azioni sui contratti long-term, riduzione costi logistica e sinergie da integrazione con upstream nel business GNL.

REFINING & MARKETING

Previsto **marginale di raffinazione di break-even** a circa 3 \$/barile a fine 2018 grazie a nuove ottimizzazioni supply e assetti.

GRUPPO

Previsti **investimenti** di €7,7 miliardi al cambio €/€ di 1,17.

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)	• Percorso di decarbonizzazione, pag. 109-112 • Modello operativo, pag. 113-120 • Modello di cooperazione, pag. 121	RFA • Modello di business, pag. 18-19 • Governance, pag. 28-31 • Temi rilevanti di sostenibilità e prospettiva degli stakeholder, pag. 15-17 RCG ▶ 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
POLITICHE Art. 3.1, comma b)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108	RCG ▶ Il Sistema Normativo di Eni, pag. 90-112
MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI Art. 3.1, comma c)	-	RFA • 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.

	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)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Percorso di decarbonizzazione (governance, risk management e strategia), pag. 109-112	RFA • 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 ▶ Approccio responsabile e sostenibile, pag. 9-11
 MODELLO OPERATIVO	 PERSONE Art. 3.2, comma d) Art. 3.2, comma c)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Persone (occupazione, diversity, sviluppo, formazione, salute), pag. 113-115 • Sicurezza, pag. 115	RFA • 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)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Rispetto per l'ambiente (economia circolare, acqua, oil spill, biodiversità), pag. 116-117	RFA • 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)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Diritti umani (security, formazione, segnalazioni), pag. 118-119	RFA • Modello di business, pag. 18-19
	 FORNITORI Art. 3.1, comma c)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Fornitori, pag. 119	RFA • Modello di business, pag. 18-19
	 TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE Art. 3.2, comma f)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Trasparenza e lotta alla corruzione, pag. 120	RFA • Modello di business, pag. 18-19 • Risk Management Integrato, pag. 24-27; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pag. 102
			RCG ▶ 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)	• Principali strumenti normativi Eni, pag. 108 • Modello di cooperazione, pag. 121	RFA • 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

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



PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE



CAMBIAMENTO CLIMATICO

OBBIETTIVO

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 climateranti 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

OBBIETTIVO

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

OBBIETTIVO

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

OBBIETTIVO

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

OBBIETTIVO

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

OBBIETTIVO

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.



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	✓

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.

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 (WE0 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.

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 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 (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.

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.

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

		2017	2016	2015
Dipendenti ^(a)	(numero)	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.

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 (LTIF)	(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	1.270	1.489	1.231

| 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 protette⁸ 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, Feiran (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); Nikaichuq (Stati Uniti) - l'elaborazione 2017 dei dati relativi al 2016.

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 smaltimento 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 ₂ eq)	55.607	30.799	56.003	32.054	70.346	42.300
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(tonnellate di SO ₂ 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.



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 U.S. 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.

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 il 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 sui quali Eni ha preso un provvedimento ostativo (monitoraggio, stato di attenzione con nullaosta, sospensione o revoca della qualifica).

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

| 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 dei 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

(numero)	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] 0 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. Affinché 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
(€ migliaia)						
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.

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

La Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards", pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards), che rappresentano lo standard di rendicontazione adottato, secondo un livello di aderenza "in accordance Core" ed è stata sottoposta ad esame limitato da parte di una società indipendente, revisore del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 del Gruppo Eni. Gli indicatori di prestazione utilizzati sono quelli previsti dai GRI Standards e sono rappresentativi dei diversi ambiti del Decreto, nonché coerenti con l'attività svolta e gli impatti prodotti da Eni.

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono raccolti su base annuale e si riferiscono al periodo 2015-2017 e riguardano Eni SpA e le società consolidate. La rilevazione delle informazioni e dei dati è strutturata in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni. Tutti i dati si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale. I dati sulle segnalazioni, formazione anti corruzione e community investment

sono rappresentati per le sole società consolidate integralmente. A tale rappresentazione è stata affiancata una vista addizionale in linea con altri documenti societari e in continuità con il passato. I dati sicurezza, ambiente e cambiamento climatico riguardano le società significative dal punto di vista degli impatti HSE. Per tali dati è stata data una duplice rappresentazione: è riportato il dato delle sole società consolidate integralmente come richiesto dal decreto e anche il dato inclusivo delle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni. L'obiettivo è dare continuità a quanto pubblicato in passato, coerenza agli obiettivi che l'azienda si è posta, e rappresentare i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione.

I dati relativi al solo perimetro consolidato integralmente sono esposti per la prima volta ai fini della presente DNF e in adempimento a quanto richiesto dal Decreto. Alcuni dati relativi al perimetro complessivo delle società operate sono stati riesposti rispetto a quanto pubblicato nel documento volontario "Eni for 2016".

KPI GRI	METODOLOGIA
 CAMBIAMENTO CLIMATICO	
EMISSIONI GHG	I GHG comprendono le emissioni di CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O; il Global Warming Potential utilizzato è 25 per il CH ₄ e 298 per l'N ₂ O. Inventario Eni sarà certificato secondo ISAE3000/3410. I fattori di emissione utilizzati per i calcoli sono, laddove possibile, sito specifici o, in alternativa, ricavati dalla letteratura internazionale disponibile.
INTENSITÀ DI EMISSIONI	Numeratore: emissioni di GHG dirette (Scope 1) e comprendono CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O.
CONSUMI ENERGETICI	Consumo di fonti primarie: somma dei consumi di fuel gas, gas naturale, gas di raffineria/processo, GPL, distillati leggeri/benzine, gasolio, kerosene, olio combustibile, FOK e coke da FCC. Energia primaria acquistata da altre società: somma degli acquisti di energia elettrica, calore e vapore da terzi. Il consumo da fonti rinnovabili dipende dal mix elettrico nazionale perché attualmente è irrilevante il consumo da pannelli fotovoltaici installati da Eni sui propri asset.
INTENSITÀ ENERGETICA	L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per tali indici il numeratore rappresenta il consumo di fonti primarie e acquisti di energia elettrica e/o vapore.
 PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
OCCUPAZIONE	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti.
SENIOR MANAGER E MANAGER LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di senior manager + manager locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
TASSO DI ASSENTEISMO	Rapporto tra il numero di ore di assenza/n. ore lavorabili x 100 dei dipendenti a ruolo nel periodo considerato. KPI solo per Italia e per la sola popolazione non dirigenziale.
SALUTE E SICUREZZA	LTIF: indice di frequenza infortuni ossia numero di infortuni avvenuti ogni milione di ore lavorate. Numeratore: somma degli infortuni sul lavoro con giorni di assenza verificatisi nel periodo^[a]; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo; risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. TRIR: indice di frequenza infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Indice di gravità infortuni: ossia giorni di assenza per infortuni sul lavoro avvenuti ogni migliaia di ore lavorate. Numeratore: giorni di assenza dal lavoro nel periodo^[a] per infortuni (calcolati come giorni di calendario a partire dal giorno successivo all'accadimento); denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000. Near miss: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. OIFR (Occupational Illness Frequency Rate): indice di frequenza delle malattie professionali dei dipendenti denunciate - rapporto tra il numero delle denunce di malattia professionale dei dipendenti nel periodo contabile di riferimento e le ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000.

KPI GRI	METODOLOGIA

AMBIENTE

PRELIEVI IDRICI	Somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo.
TUTELA DELL'ARIA	NO_x: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Includono emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprensive emissioni di NO ed NO₂, escluso N₂O. SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. NM VOC: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. PST: emissioni dirette di Particolato Sospeso Totale, materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.

FORNITORI

FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce solo ai processi gestiti da Eni SpA; rappresenta tutti i fornitori oggetto di Due Diligence, sottoposti ad un processo di qualifica, oggetto di un feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE, compliance o comportamento commerciale, oggetto di un processo di retroazione oppure sottoposti ad un assessment su tematiche di diritti umani (SA8000); l'indicatore si riferisce a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (i.e. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali).

[a] Ad esclusione degli infortuni in itinere.

Tabella di correlazione tra temi materiali di sostenibilità per Eni e gli standard GRI

	TEMI MATERIALI DI SOSTENIBILITÀ	GRI STANDARDS	PERIMETRO INTERNO	PERIMETRO ESTERNO E LIMITAZIONI
PERCORSO DI DECARBONIZZAZIONE	Contrasto al cambiamento climatico	GRI 201 Economic Performance GRI 305 Emissions	✓	Fornitori e clienti (RNEF ¹ ; RNEC ²)
		GRI 302 Energy	✓	
	Innovazione tecnologica	-	✓	
MODELLO OPERATIVO	Occupazione e pari opportunità	GRI 401 Employment GRI 404 Training and Education GRI 405 Diversity of governance bodies and employees GRI 202: Market presence	✓	
	Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità	GRI 403 Occupational H&S	✓	
	Sicurezza delle persone e asset integrity	GRI 403 Occupational H&S	✓	Fornitori
	Economia circolare e rifiuti	GRI 306 Effluents and Waste	✓	
	Riduzione degli impatti ambientali	GRI 303 Water	✓	
		GRI 306 Effluents and Waste	✓	
		GRI 304 Biodiversity	✓	
	Diritti umani	GRI 412 Human Rights Assessment GRI 410 Security Practices GRI 406 Non-Discrimination GRI 414 Supplier Social Assessment	✓	Forze di sicurezza locali Fornitori (RNEF ¹)
	Integrità nella gestione del business	GRI 205 Anti-corruption	✓	Fornitori (RPEF ³)
MODELLO DI COOPERAZIONE	Accesso all'energia, diversificazione economica e sviluppo locale	GRI 203 Indirect Economic Impacts GRI 413 Local Communities	✓	
	Local content	GRI 204 Procurement Practices	✓	Fornitori (RNEF ¹)

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.

(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti

(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

GRI Content Index

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA
Profilo dell'Organizzazione		
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 1
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, retro cover
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, retro cover https://www.eni.com/it/IT/azienda/governance/azionisti.page
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 4-5
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 12-13
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pag. 114-115
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pag. 119
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 142-144; 366
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 24-27
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 17
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali o internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 16-17
Strategia		
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 6-9
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 24-27; 92-104
Etica e integrità		
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 18-19; 31 DNF, pag. 108
Governance		
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 28-31
Coinvolgimento degli stakeholder		
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pag. 113-115
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-17
Pratiche di reporting		
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 342-366 DNF, pag. 122-123
102-46	Definizione dei contenuti	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15 DNF, pag. 123
102-47	Aspetti materiali identificati	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15 DNF, pag. 123
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pag. 122
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	Prima DNF ai sensi del D.Lgs. 254/2016 Eni for: https://www.eni.com/it/IT/documentazione.page?categoryCode=sustainability
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pag. 122
102-53	Contatti per DNF	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 1
102-54 / 102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pag. 122-125
102-56	Attestazione esterna	DNF, pag. 126
Approccio di Gestione		
103-1	Spiegazione, perimetro e impatti dell'aspetto materiale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 15-19
103-2	Modalità di gestione aziendale del tema materiale	DNF, pag. 122-123
103-3	Valutazione della gestione del tema	

Specific standard disclosures

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
CATEGORIA: PERFORMANCE ECONOMICA			
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 109-112; 123	
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 26-27; 100-104 DNF, pag. 109-112	
Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 113-115; 123	
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pag. 115	
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 121; 123	
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pag. 121	
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 121; 123	
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pag. 121	Informazioni richieste dall'indicatore non attualmente disponibili; in elaborazione una metodologia per coprire l'indicatore nei prossimi anni.
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 120; 123	
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pag. 120	
CATEGORIA: PERFORMANCE AMBIENTALE			
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 109-112; 123	
302-3	Intensità energetica	DNF, pag. 111-112; 122	
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 116-117; 123	
303-1	Prelievi idrici	DNF, pag. 116-117	
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 116-117; 123	
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pag. 116-117	Alcune informazioni qualitative e quantitative richieste dall'indicatore non sono attualmente disponibili; Eni si impegna, nei prossimi anni, a coprire l'indicatore.
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 109-112; 123	
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pag. 109-112; 122	
305-4	Intensità emissiva	DNF, pag. 109-112; 122	
Scarichi e rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 116-117; 123	
306-2	Rifiuti per tipologia e modalità di smaltimento	DNF, pag. 116-117	
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 116-117; 123	
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2017, pag. 205-208	
CATEGORIA: PERFORMANCE SOCIALE			
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 113-115; 123	
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pag. 113-115	
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 113-115; 123	
403-2	Assenteismo, Indici infortunistici e di malattia	DNF, pag. 113-115; 122	Alcune delle informazioni richieste dall'indicatore non sono attualmente disponibili. Eni si impegna, nei prossimi anni, a coprire l'indicatore.
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 113-115; 123	
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pag. 113-115	

DISCLOSURE	DESCRIZIONE DELL'INDICATORE	SEZIONE E/O NUMERO DI PAGINA	OMISSION
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 113-115; 123	
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pag. 113-115	
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 118-119; 123	
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pag. 118-119	
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 118-119; 123	
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pag. 118-119	
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 118-119; 123	
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pag. 118-119	
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 121; 123	
413-1	Attività di coinvolgimento della comunità locale	DNF, pag. 121	
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 119; 123	
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pag. 119	
CATEGORIA: INNOVAZIONE TECNOLOGICA			
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		DNF, pag. 109-112; 123	

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016 n. 254 e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267

Al Consiglio di Amministrazione della
Eni S.p.A.

Ai sensi dell'articolo 3, comma 10, del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 (di seguito "Decreto") e dell'articolo 5 del Regolamento CONSOB n. 20267, siamo stati incaricati di effettuare l'esame limitato ("*limited assurance engagement*") della dichiarazione consolidata di carattere non finanziario della Eni S.p.A. e sue controllate (di seguito "Gruppo") relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 predisposta ex art. 4 del Decreto, presentata nella specifica sezione della Relazione sulla gestione e approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 15 marzo 2018 (di seguito "DNF").

Responsabilità degli amministratori e del Collegio Sindacale per la DNF

Gli amministratori sono responsabili per la redazione della DNF in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e ai "Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards" definiti nel 2016 dal GRI - *Global Reporting Initiative* (di seguito "GRI Standards"), da essi individuato come standard di rendicontazione.

Gli amministratori sono altresì responsabili, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno da essi ritenuta necessaria al fine di consentire la redazione di una DNF che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili inoltre per l'individuazione del contenuto della DNF, nell'ambito dei temi menzionati nell'articolo 3, comma 1, del Decreto, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo e nella misura necessaria ad assicurare la comprensione dell'attività del Gruppo, del suo andamento, dei suoi risultati e dell'impatto dallo stesso prodotti.

Gli amministratori sono infine responsabili per la definizione del modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo nonché, con riferimento ai temi individuati e riportati nella DNF, per le politiche praticate dal Gruppo e per l'individuazione e la gestione dei rischi generati o subiti dallo stesso.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sull'osservanza delle disposizioni stabilite nel Decreto.

Indipendenza della società di revisione e controllo della qualità

Siamo indipendenti in conformità ai principi in materia di etica e di indipendenza del *Code of Ethics for Professional Accountants* emesso dall'*International Ethics Standards Board for Accountants*, basato su principi fondamentali di integrità, obiettività, competenza e diligenza professionale, riservatezza e comportamento professionale. La nostra società di revisione applica l'*International Standard on Quality Control 1 (ISQC Italia 1)* e, di conseguenza, mantiene un sistema di controllo qualità che include direttive e procedure documentate sulla conformità ai principi etici, ai principi professionali e alle disposizioni di legge e dei regolamenti applicabili.

EY S.p.A.
Società Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale dell'emissione Euro 3.250.000,00, sottoscritta e versata Euro 3.250.000,00 i.e.
iscritta alla S.D. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice Fiscale e numero di iscrizione 00434002584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891251003
Iscritta al Registro Revisioni Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
iscritta all'Albo Societ  della societ  di revisione
Consolo al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited.



Responsabilità della società di revisione

È nostra la responsabilità di esprimere, sulla base delle procedure svolte, una conclusione circa la conformità della DNF rispetto a quanto richiesto dal Decreto e dai GRI Standards. Il nostro lavoro è stato svolto secondo quanto previsto dal principio *"International Standard on Assurance Engagements ISAE 3000 (Revised) - Assurance Engagements Other than Audits or Reviews of Historical Financial Information"* (di seguito *"ISAE 3000 Revised"*), emanato dall'*International Auditing and Assurance Standards Board (IAASB)* per gli incarichi *limited assurance*. Tale principio richiede la pianificazione e lo svolgimento di procedure al fine di acquisire un livello di sicurezza limitato che la DNF non contenga errori significativi. Pertanto, il nostro esame ha comportato un'estensione di lavoro inferiore a quella necessaria per lo svolgimento di un esame completo secondo l'*ISAE 3000 Revised ("reasonable assurance engagement")* e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti e le circostanze significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di tale esame.

Le procedure svolte sulla DNF si sono basate sul nostro giudizio professionale e hanno compreso colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile per la predisposizione delle informazioni presentate nella DNF, nonché analisi di documenti, ricalcoli ed altre procedure volte all'acquisizione di evidenze ritenute utili.

In particolare, abbiamo svolto le seguenti procedure:

1. analisi dei temi rilevanti in relazione alle attività ed alle caratteristiche dell'impresa rendicontati nella DNF, al fine di valutare la ragionevolezza del processo di selezione seguito alla luce di quanto previsto dall'art. 3 del Decreto e tenendo presente lo standard di rendicontazione utilizzato;
2. analisi e valutazione dei criteri di identificazione del perimetro di consolidamento, al fine di riscontrarne la conformità a quanto previsto dal Decreto;
3. comparazione tra i dati e le informazioni di carattere economico-finanziario incluse nella DNF ed i dati e le informazioni inclusi nel bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017;
4. comprensione dei seguenti aspetti:
 - modello aziendale di gestione e organizzazione dell'attività del Gruppo, con riferimento alla gestione dei temi indicati nell'art. 3 del Decreto;
 - politiche praticate dall'impresa connesse ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto, risultati conseguiti e relativi indicatori fondamentali di prestazione;
 - principali rischi, generati o subiti connessi ai temi indicati nell'art. 3 del Decreto.

Relativamente a tali aspetti sono stati effettuati inoltre i riscontri con le informazioni contenute nella DNF e effettuate le verifiche descritte nel successivo punto 5, lettera a).

5. comprensione dei processi che sottendono alla generazione, rilevazione e gestione delle informazioni qualitative e quantitative significative incluse nella DNF.
In particolare, abbiamo svolto interviste e discussioni con il personale della Direzione della Eni S.p.A. e con il personale della Eni Congo SA, Eni Muara Bakau BV, Syndial S.p.A. e Versalis S.p.A. ed abbiamo svolto limitate verifiche documentali, al fine di raccogliere informazioni circa i processi e le procedure che supportano la raccolta, l'aggregazione, l'elaborazione e la trasmissione dei dati e delle informazioni di carattere non finanziario alla funzione responsabile della predisposizione della DNF.



Inoltre, per le informazioni significative, tenuto conto delle attività e delle caratteristiche del Gruppo:

- a livello di gruppo
 - a) con riferimento alle informazioni qualitative contenute nella DNF e, in particolare, a modello aziendale, politiche praticate e principali rischi, abbiamo effettuato interviste e acquisito documentazione di supporto per verificarne la coerenza con le evidenze disponibili;
 - b) con riferimento alle informazioni quantitative, abbiamo svolto sia procedure analitiche sia limitate verifiche per accertare su base campionaria la corretta aggregazione dei dati.
- per la Eni S.p.A. (raffineria di Porto Marghera), la Versalis S.p.A. e la Syndial S.p.A. (sito produttivo di Porto Marghera), la Eni Congo SA (sito produttivo di Litchendjili Onshore) e la Eni Muara Bakau BV (sito produttivo di Jangkrik offshore), che abbiamo selezionato sulla base delle loro attività, del loro contributo agli indicatori di prestazione a livello consolidato e della loro ubicazione, abbiamo effettuato visite in loco nel corso delle quali ci siamo confrontati con i responsabili ed abbiamo acquisito riscontri documentali circa la corretta applicazione delle procedure e dei metodi di calcolo utilizzati per gli indicatori.

Conclusioni

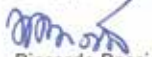
Sulla base del lavoro svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che la DNF del Gruppo Eni relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 non sia stata redatta, in tutti gli aspetti significativi, in conformità a quanto richiesto dagli articoli 3 e 4 del Decreto e dai GRI Standards.

Altri aspetti

Con riferimento agli esercizi chiusi il 31 dicembre 2015 e 2016, il Gruppo ha predisposto il documento "Eni For", i cui dati sono utilizzati a fini comparativi all'interno della DNF. Detto documento è stato sottoposto in via volontaria ad un esame limitato in conformità all'ISAE 3000 da parte nostra, sul quale abbiamo espresso delle conclusioni senza rilievi.

Roma, 6 aprile 2018

EY S.p.A.


Riccardo Rossi
(Socio)

ALTRE INFORMAZIONI

Procedimento Consob Saipem

Così come comunicato da Saipem in data 5 marzo 2018, la Consob con propria delibera n.20324 ha accertato la "non conformità del bilancio consolidato e di esercizio 2016 di Saipem alle norme che ne disciplinano la predisposizione". Nel bilancio consolidato, e per quanto di competenza nel bilancio di esercizio 2016, Saipem ha rilevato rettifiche ai propri valori di libro relativi ad immobilizzazioni e crediti rispettivamente per €2.118 e €171 milioni. In particolare la Commissione ritiene che alcune di queste svalutazioni relative ad immobili, impianti e macchinari per €1,3 miliardi, a magazzini ed imposte differite attive per €0,1 miliardi e quindi per un ammontare complessivo pari a circa €1,4 miliardi avrebbero dovuto, almeno in parte, essere rilevate per competenza economica nell'esercizio al 31 dicembre 2015. La Commissione inoltre ha ritenuto non conforme ai principi contabili alcuni aspetti della metodologia adottata da Saipem per determinare il tasso di attualizzazione dei flussi ai fini dell'impairment test ed in particolare l'utilizzo di un unico tasso per tutte le business unit, senza distinguere fra i differenti profili di rischio che ad avviso della Commissione caratterizzano le attività. Con lo stesso comunicato stampa, premettendo di non condividere il giudizio di non conformità espresso dalla Commissione, Saipem ha preannunciato la pubblicazione di una situazione economica – patrimoniale proforma consolidata al 31 dicembre 2016 corredata dei dati comparativi che tenga conto dei rilievi formulati dalla Commissione. In data 6 marzo 2018 Saipem ha comunicato che il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di impugnare la predetta delibera Consob nelle competenti sedi giudiziarie.

Come è noto ed ampiamente descritto nella Relazione sulla gestione e nelle pertinenti note al relativo bilancio consolidato 2015, il 27 ottobre 2015 Eni ha sottoscritto un accordo con il Fondo Strategico Italiano SpA "FSI" (ora CDP Equity SpA) per la cessione del 12,503% del capitale di Saipem e la costituzione di un patto parasociale che ha comportato la perdita del controllo esclusivo di Eni su Saipem e la realizzazione di una situazione di controllo congiunto. Pertanto, alla data di efficacia di tali accordi (22 gennaio 2016), il gruppo Saipem è stato deconsolidato e la partecipazione residua è stata rilevata secondo l'equity method. In relazione a ciò a far data dal 1° novembre 2015 Saipem venne considerata quale discontinued operations e pertanto classificata e valutata secondo le disposizioni dell'IFRS 5, che prevedono, oltre alla sospensione degli ammortamenti, la valutazione del gruppo in dismissione, al minore tra il valore di iscrizione e il fair value rappresentato, nel caso di specie, dal prezzo di borsa, avuto riguardo alla circostanza che la recuperabilità del gruppo in dismissione avviene attraverso la vendita e non tramite l'uso. Quando fu attivata la classificazione come discontinued operations il 1° novembre 2015 in relazione all'accordo preliminare con FSI, il titolo Saipem aveva un valore di borsa superiore al valore dell'attività nete di Saipem in dismissione.

Nel bilancio al 31 dicembre 2015, per effetto della flessione delle quotazioni, l'interessenza in Saipem fu una prima volta allineata alla

capitalizzazione di borsa con la rilevazione di una svalutazione di €393 milioni (€173 milioni di pertinenza Eni). Il 22 gennaio 2016 data di efficacia della cessione della partecipazione e della costituzione del sindacato di voto, cessò il controllo esclusivo sostituito da quello congiunto. In conformità a quanto previsto dall'IFRS 10, in occasione del cambio del tipo di controllo, la partecipazione residua fu allineata una seconda volta ai corsi di borsa rilevando una minusvalenza di €441 milioni, e da quel momento contabilizzata secondo l'equity method. Al 30 giugno 2016 il valore di libro della partecipazione era significativamente inferiore al patrimonio netto contabile, per riallinearsi invece al 31 dicembre 2016. Conclusivamente, ferma restando la necessità di monitorare l'evoluzione del contenzioso avviato da Saipem, va rilevato il fatto che le valutazioni di bilancio operate da Eni sono state rilevate nei rilevanti closing period facendo riferimento prevalentemente al fair value espresso dalle quotazioni di borsa¹.

Adesione al Codice Italiano Pagamenti Responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2017 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 56 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2017 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie: San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1; San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

(1) Ai fini della redazione del bilancio di Eni SpA la partecipazione in Saipem è rilevata secondo il criterio del costo e sia al 31 dicembre 2015 sia alla data della perdita del controllo presentava un valore di iscrizione inferiore rispetto al valore di mercato.

GLOSSARIO

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

- | **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- | **Boe** (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00647.
- | **Conversione** Processi di raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- | **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- | **Emissioni di NO_x** (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.
- | **Emissioni di SO_x** (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.
- | **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- | **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido di azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF₆). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- | **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- | **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- | **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- | **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffineria o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- | **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- | **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- | **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- | **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- | **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la pro-

duzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di

confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, 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 per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Abbreviazioni

/a	anno
bbl	barili
bbl/g	barili/giorno
boe	barili di petrolio equivalente
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno
/g	giorno
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto
GWh	Gigawattora
km	chilometri
mc	metri cubi

mgl	migliaia
mld	miliardi
mln	milioni
n.	numero
NGL	Natural Gas Liquids
PCA	Production Concession Agreement
ppm	parti per milione
PSA	Production Sharing Agreement
tep	tonnellate di petrolio equivalente
ton	tonnellate
TWh	Terawattora

BILANCIO CONSOLIDATO 2017



STATO PATRIMONIALE

		31.12.2017		31.12.2016	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	7.363		5.674	
Attività finanziarie destinate al trading	(9)	6.012		6.166	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	207		238	
Crediti commerciali e altri crediti	(11)	15.737	907	17.593	1.100
Rimanenze	(12)	4.621		4.637	
Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	191		383	
Attività per altre imposte correnti	(14)	729		689	
Altre attività correnti	(15) (34)	1.573	30	2.591	57
		36.433		37.971	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(16)	63.158		70.793	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	1.283		1.184	
Attività immateriali	(18)	2.925		3.269	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(20)	3.511		4.040	
Altre partecipazioni	(20)	219		276	
Altre attività finanziarie	(21)	1.675	1.214	1.860	1.349
Attività per imposte anticipate	(22)	4.078		3.790	
Altre attività non correnti	(23) (34)	1.323	46	1.348	13
		78.172		86.560	
Attività destinate alla vendita	(35)	323		14	
TOTALE ATTIVITÀ		114.928		124.545	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(24)	2.242	164	3.396	191
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(29)	2.286		3.279	
Debiti commerciali e altri debiti	(25)	16.748	2.808	16.703	2.289
Passività per imposte sul reddito correnti	(26)	472		426	
Passività per altre imposte correnti	(27)	1.472		1.293	
Altre passività correnti	(28) (34)	1.515	60	2.599	88
		24.735		27.696	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(29)	20.179		20.564	
Fondi per rischi e oneri	(30)	13.447		13.896	
Fondi per benefici ai dipendenti	(31)	1.022		868	
Passività per imposte differite	(32)	5.900		6.667	
Altre passività non correnti	(33) (34)	1.479	23	1.768	23
		42.027		43.763	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(35)	87			
TOTALE PASSIVITÀ		66.849		71.459	
PATRIMONIO NETTO	(36)				
Interessenze di terzi		49		49	
Patrimonio netto di Eni:					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		183		189	
Altre riserve		42.490		52.329	
Azioni proprie	(581)			(581)	
Acconto sul dividendo	(1.441)			(1.441)	
Utile (perdita) dell'esercizio	3.374			(1.464)	
Totale patrimonio netto di Eni		48.030		53.037	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		48.079		53.086	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		114.928		124.545	

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2017		2016		2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[39]						
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	1.567	55.762	1.238	72.286	1.342
Altri ricavi e proventi		4.058	41	931	74	1.252	69
Totale ricavi		70.977		56.693		73.538	
COSTI	[40]						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(52.461)	(9.164)	(44.124)	(8.212)	(56.848)	(6.882)
Costo lavoro		(2.951)	(34)	(2.994)	(24)	(3.119)	(55)
Altri proventi (oneri) operativi		(32)	331	16	247	(485)	96
Ammortamenti		(7.483)		(7.559)		(8.940)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette		225		475		(6.534)	
Radiazioni		(263)		(350)		(688)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		8.012		2.157		(3.076)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[41]						
Proventi finanziari		3.924	191	5.850	157	8.635	83
Oneri finanziari		(5.886)	(4)	(6.232)	(145)	(10.104)	(50)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(111)		(21)		3	
Strumenti finanziari derivati		837		(482)	27	160	
		(1.236)		(885)		(1.306)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[42]						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(267)		(326)		(471)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		335		(54)		576	
		68		(380)		105	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		6.844		892		(4.277)	
Imposte sul reddito	[43]	(3.467)		(1.936)		(3.122)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		3.377		(1.044)		(7.399)	
Utile (perdita) dell'esercizio - Discontinued operations				(413)		(1.974)	142
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		3.377		(1.457)		(9.373)	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		3.374		(1.051)		(7.952)	
- discontinued operations				(413)		(826)	
		3.374		(1.464)		(8.778)	
Interessenze di terzi:	[36]						
- continuing operations		3		7		553	
- discontinued operations						(1.148)	
		3		7		(595)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	[44]						
- semplice		0,94		(0,41)		(2,44)	
- diluito		0,94		(0,41)		(2,44)	
Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) dell'esercizio di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	[44]						
- semplice		0,94		(0,29)		(2,21)	
- diluito		0,94		(0,29)		(2,21)	

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Utile (perdita) dell'esercizio		3.377	(1.457)	(9.373)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(36)	(33)	16	36
Effetto fiscale	(36)	29	(35)	(21)
		(4)	(19)	15
<i>Componenti riclassificabili a conto economico:</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(5.573)	1.198	4.837
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(36)	(5)	(4)	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(36)	(6)	883	(256)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)	69	32	(9)
Effetto fiscale	(36)	1	(220)	66
		(5.514)	1.889	4.634
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(5.518)	1.870	4.649
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		(2.141)	413	(4.724)
Di competenza Eni:				
- continuing operations		(2.144)	819	(3.416)
- discontinued operations			(413)	(779)
		(2.144)	406	(4.195)
Interessenze di terzi:				
- continuing operations		3	7	554
- discontinued operations				(1.083)
		3	7	(529)

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

Patrimonio netto di Eni																
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)	53.037	49	53.086
Utile dell'esercizio													3.374	3.374	3	3.377
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(4)							(4)		(4)
							(4)							(4)		(4)
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)						2	(5.575)					(5.573)			(5.573)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(4)							(4)			(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				(6)								(6)			(6)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)						69						69			69
					(6)	(4)	2	69	(5.575)				(5.514)			(5.514)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					(6)	(4)	(2)	69	(5.575)				3.374	(2.144)	3	(2.141)
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2016 di €0,40 per azione)	(36)										1.441	(2.881)	(1.440)			(1.440)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)										(1.441)		(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo di altre società															(3)	(3)
Destinazione perdita residua 2016											(4.345)		4.345			
											(4.345)		1.464	(2.881)	(3)	(2.884)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Altre variazioni									74		(56)			18		18
									74		(56)			18		18
Saldi al 31 dicembre 2017	(36)	4.005	959	581	183		(114)	280	4.818	(581)	35.966	(1.441)	3.374	48.030	49	48.079

segue PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO

	Patrimonio netto di Eni																	
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto	
Saldi al 31 dicembre 2015	(36)	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409	
Utile (perdita) dell'esercizio													(1.464)		(1.464)	7	(1.457)	
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo																		
Componenti non riclassificabili a conto economico																		
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(36)						(19)								(19)		(19)	
							(19)								(19)		(19)	
Componenti riclassificabili a conto economico																		
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(36)						8	1.190							1.198		1.198	
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(36)					(4)									(4)		(4)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(36)				663										663		663	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(36)						32								32		32	
					663	(4)	8	32	1.190						1.889		1.889	
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					663	(4)	(11)	32	1.190				(1.464)		406	7	413	
Operazioni con gli azionisti																		
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,40 per azione a saldo dell'acconto 2015 di €0,40 per azione)	(36)										(1.028)	1.440	(1.852)		(1.440)		(1.440)	
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)	(36)											(1.441)			(1.441)		(1.441)	
Attribuzione del dividendo di altre società																(4)	(4)	
Destinazione perdita residua 2015											(10.630)		10.630					
											(11.658)	(1)	8.778		(2.881)	(4)	(2.885)	
Altri movimenti di patrimonio netto																		
Esclusione dall'area di consolidamento del gruppo Saipem per cessione del controllo																(1.872)	(1.872)	
Rigiro effetti relativi alle discontinued operations											(8)		(20)	(28)			(28)	
Altre variazioni							(1)				48				47	2	49	
							(1)				40			(20)	19	(1.870)	(1.851)	
Saldi al 31 dicembre 2016	(36)	4.005	959	581	189	4	(112)	211	10.319	(581)	40.367	(1.441)	(1.464)		53.037	49	53.086	

segue **PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DEL PATRIMONIO NETTO**

	Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile (perdita) dell'esercizio	Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo relative alle discontinued operations	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	959	6.201	(284)	11	(122)	207	4.439	(581)	49.068	(2.020)	1.303		63.186	2.455	65.641
Perdita dell'esercizio												(8.778)		(8.778)	(595)	(9.373)
Altre componenti della perdita complessiva																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						14								14	1	15
Riclassifica delle altre componenti della perdita complessiva relative alle discontinued operations						8							(8)			
						22							(8)	14	1	15
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro						(1)	4.722			54				4.775	62	4.837
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					(3)									(3)		(3)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(194)										(194)	3	(191)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti della perdita complessiva" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto						(9)								(9)		(9)
Riclassifica delle altre componenti dell'utile complessivo relative alle discontinued operations				4			(32)						28			
				(190)	(3)	(1)	(9)	4.690		54			28	4.569	65	4.634
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				(190)	(3)	21	(9)	4.690		54		(8.778)	20	(4.195)	(529)	(4.724)
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,56 per azione a saldo dell'acconto 2014 di €0,56 per azione)											2.020	(4.037)		(2.017)		(2.017)
Acconto sul dividendo (€0,40 per azione)											(1.440)			(1.440)		(1.440)
Attribuzione del dividendo di altre società															(21)	(21)
Destinazione perdita residua 2014										(2.734)		2.734				
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi															1	1
										(2.734)	580	(1.303)		(3.457)	(20)	(3.477)
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo										(28)				(28)	28	
Esclusione dall'area di consolidamento di società non significative e variazione interessenze di terzi										(7)				(7)	(10)	(17)
Riclassifica riserve per acquisto di azioni proprie			(5.620)							5.620						
Altre variazioni						(18)				12				(6)	(8)	(14)
			(5.620)			(18)				5.597				(41)	10	(31)
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	959	581	(474)	8	(101)	180	9.129	(581)	51.985	(1.440)	(8.778)	20	55.493	1.916	57.409

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Utile (perdita) dell'esercizio - Continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(40)	7.483	7.559	8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(40)	(225)	(475)	6.534
Radiazioni	(40)	263	350	688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(42)	267	326	471
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.446)	(48)	(577)
Dividendi	(42)	(205)	(143)	(402)
Interessi attivi		(283)	(209)	(164)
Interessi passivi		671	645	659
Imposte sul reddito	(43)	3.467	1.936	3.122
Altre variazioni		894	(9)	586
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		(346)	(273)	1.638
- crediti commerciali		657	1.286	4.944
- debiti commerciali		284	1.495	(2.342)
- fondi per rischi e oneri		96	(1.043)	43
- altre attività e passività		749	647	498
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.440	2.112	4.781
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		38	22	(3)
Dividendi incassati		291	212	545
Interessi incassati		104	160	81
Interessi pagati		(582)	(780)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(3.437)	(2.941)	(4.295)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		10.117	7.673	12.875
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations				(1.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	11.649
- di cui verso parti correlate	(47)	(2.843)	(3.749)	(3.966)
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	(8.490)	(9.067)	(11.177)
- attività immateriali	(18)	(191)	(113)	(125)
- partecipazioni	(20)	(510)	(1.164)	(228)
- titoli		(316)	(1.336)	(201)
- crediti finanziari		(657)	(1.208)	(1.103)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		152	(8)	(1.058)
Flusso di cassa degli investimenti		(10.012)	(12.896)	(13.892)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		2.745	19	427
- attività immateriali		2		32
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(37)	2.662	(362)	73
- imposte pagate sulle dismissioni		(436)		
- partecipazioni		482	508	1.726
- titoli		224	20	18
- crediti finanziari		999	8.063	533
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(434)	205	160
Flusso di cassa dei disinvestimenti		6.244	8.453	2.969
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(3.768)	(4.443)	(10.923)
- di cui verso parti correlate	(47)	(3.115)	3.752	(1.583)

segue **RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2017	2016	2015
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(29)	1.842	4.202	3.376
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(29)	(2.973)	(2.323)	(4.466)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(24)	(581)	(2.645)	3.216
		(1.712)	(766)	2.126
Apporti netti di capitale proprio da terzi				1
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(2.880)	(2.881)	(3.457)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(3)	(4)	(21)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(4.595)	(3.651)	(1.351)
- di cui verso parti correlate	(47)	(16)	(192)	13
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		7	(5)	(13)
Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations			889	(889)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(72)	2	122
Flusso di cassa netto dell'esercizio		1.689	465	(1.405)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	5.674	5.209	6.614
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio (escluse discontinued operations)	(8)	7.363	5.674	5.209

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 | Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")¹ emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05². Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale avendo riguardo alle disposizioni IFRS applicabili.

Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2018, è sottoposto alla revisione contabile da parte della EY SpA (anche Ernst & Young SpA). La EY SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 | Principi di consolidamento

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese controllate, direttamente o indirettamente, da Eni SpA.

Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.

Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono

perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Un accordo a controllo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle atti-

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2017, in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework for Financial Reporting, l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017".

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

vità e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo; la verifica dell'esistenza di enforceable rights and obligations richiede l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale ed è operata considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini della verifica. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in joint venture e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁶.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività della partecipata; l'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo,

sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al punto successivo "Attività materiali". Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata.

Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le joint venture e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁷; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁸. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

[6] Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.

[7] Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

[8] Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value⁹, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). In alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value, includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza¹⁰. La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna business combination.

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo. In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio [fonte: Reuters - WMR].

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹¹. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2017	Cambi al 31 dicembre 2017	Cambi medi dell'esercizio 2016	Cambi al 31 dicembre 2016	Cambi medi dell'esercizio 2015	Cambi al 31 dicembre 2015
Dollaro USA	1,13	1,20	1,11	1,05	1,11	1,09
Sterlina inglese	0,88	0,89	0,82	0,86	0,73	0,73
Corona norvegese	9,33	9,83	9,29	9,09	8,95	9,60
Dollaro australiano	1,47	1,53	1,49	1,46	1,48	1,49

[9] I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

[10] L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

[11] La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

3 | Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili, riserve possibili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono conti-

nuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "attività materiali in corso – proved". I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti le attività minerarie, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente operato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹² l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe; ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, trasporto, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

[12] Il periodo è inteso come il trimestre.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI BUY BACK

Le riserve relative ai Production Sharing Agreements e ai contratti di buy back sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti dal contrattista (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni di spettanza (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Le quote di produzioni e di riserve di spettanza tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali"¹³.

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, sono iscritti, alla data di decorrenza del contratto, al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo

i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per l'ottenimento di benefici di altre attività materiali.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie su beni condotti in locazione sono ammortizzate lungo la vita utile delle migliorie stesse o il minore periodo residuo di durata della locazione tenendo conto dell'eventuale periodo di rinnovo se il suo verificarsi dipende esclusivamente dal conduttore ed è virtualmente certo. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e

[13] Queste passività riguardano essenzialmente il settore Exploration & Production; i costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power, tenuto conto dell'indeterminatezza del momento temporale di abbandono degli asset, che impedisce di stimare i relativi costi attualizzati di abbandono, sono rilevati quando è determinabile la data dell'effettivo sostenimento dell'onere e l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimato. Al riguardo, Eni valuta periodicamente le condizioni di svolgimento dell'attività al fine di verificare il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che possano comportare la necessità di rilevare costi di smantellamento e ripristino siti relativi alle attività materiali afferenti ai settori Refining & Marketing e Chimica e Gas & Power.

per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità, sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili.

L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Gas & Power e al business Chimica, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questo settore/business rispetto a quella complessiva Eni, sono stati definiti specifici WACC sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore/business, rettificati per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività. Per gli altri settori/business, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripresa di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o

contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile¹⁴, la differenza è oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore¹⁵.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale quando sono rispettate tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati sono determinati in maniera attendibile; (ii) esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero, attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

[14] Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".

[15] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto. Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate al trading e da mantenersi sino alla scadenza.

Le attività finanziarie destinate al trading e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti,

rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto¹⁶ afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettivo evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.

Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica, rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari"¹⁷ e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto "Attività finanziarie non correnti").

ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione¹⁸ sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino¹⁹.

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione direttamente attribuibili (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi

[16] Le variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita in valuta dovute a variazioni del tasso di cambio sono rilevate a conto economico.

[17] Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading". Differentemente, gli interessi attivi maturati su attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi finanziari".

[18] Per le partecipazioni in joint venture e collegate v. precedente punto "Metodo del patrimonio netto".

[19] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, diversamente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate con il metodo del costo ammortizzato (v. punto precedente "Attività finanziarie non correnti").

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivatives, vedi oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti in strumenti ibridi sono separati dal contratto principale e rilevati separatamente se lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con imputazione degli effetti a conto economico e se le caratteristiche e i rischi del derivato non sono strettamente collegati a quelli del contratto principale. La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da incorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la con-

segna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario sono realizzati, scaduti ovvero trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo

dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico. Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

RICAVI E COSTI

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei benefici rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.

Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse. Non sono considerati ricavi i corrispettivi ricevuti o da ricevere per conto terzi.

In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni²⁰. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione, ed è rilevata in contropartita alle riserve di patrimonio netto. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato (ad es. permanenza in servizio e condizioni di performance non di mercato), la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'Assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle Autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero

è considerato probabile; in particolare, la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione. La verifica del rispetto delle condizioni previste per la classificazione di un item come destinato alla vendita comporta che la Direzione Aziendale effettui valutazioni soggettive formulando ipotesi ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni disponibili.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'ap-

[20] Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e prevede il regolamento tramite azioni proprie.

plicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Attività finanziarie non correnti - Partecipazioni", salvo che la stessa continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativa o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica. Se l'interruzione del piano di vendita riguarda una controllata, una joint operation, una joint venture o una collegata, ovvero una quota di partecipazione in una joint venture o in una collegata, sono rideterminati i valori presentati in bilancio sin dal momento della classificazione come held for sale/discontinued operation.

Nel caso in cui una discontinued operation sia riclassificata come destinata all'utilizzo, i risultati economici, precedentemente esposti nella voce distinta di conto economico, sono riclassificati e inclusi tra le continuing operation per tutti gli esercizi presentati.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price). La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o

la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria sia non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

4 | Schemi di bilancio²¹

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura²². Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

(21) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultima Relazione Finanziaria Annuale; nello schema di rendiconto finanziario, nel flusso di cassa netto da attività di investimento, è presentato distintamente l'esborso fiscale, specificatamente individuabile, riferito ad un'operazione di dismissione.

(22) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 38 - Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il “metodo indiretto”, rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

5 | Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2017 non hanno prodotto effetti significativi.

6 | Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Di seguito sono indicate le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati. Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve

certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte. Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività oil&gas.

Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

SVALUTAZIONI

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs - v. anche punto “Rimanenze”) afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di “take-or-pay”, nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.

La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di

giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future — quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi — e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata. Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati tenendo conto principalmente delle riserve certe sviluppate e non sviluppate, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodities, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. La valorizzazione dei flussi di cassa associati alle commodity petrolifere è determinata sulla base delle informazioni desumibili dal mercato a termine, tenuto conto della liquidità e affidabilità espresse, delle indicazioni fornite da fonti specializzate indipendenti e delle previsioni del management in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa. Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità dei loro valori di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato (cash generating unit) al quale il goodwill può essere attribuito su base ragionevole e coerente; tale aggregato rappresenta la base sulla quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill ad essa attribuito è superiore al valore recuperabile, la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro-quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita.

SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La criticità delle stime contabili degli oneri di smantellamento e di ripristino dipende anche dalla tecnica di contabilizzazione di tali oneri, il cui valore attuale è inizialmente capitalizzato insieme al costo dell'attività a cui ineriscono in contropartita al fondo rischi. Successivamente il valore del fondo rischi è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

BUSINESS COMBINATION

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. L'allocazione del prezzo pagato operata in via provvisoria è suscettibile di revisione/aggiornamento entro i 12 mesi successivi all'acquisizione avendo riguardo a nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data dell'acquisizione. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne; il processo di allocazione, che richiede, anche in funzione delle informazioni disponibili, l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale rileva anche ai fini dell'applicazione dell'equity method.

PASSIVITÀ AMBIENTALI

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale — anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati — tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il

livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest. Le rivalutazioni sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo per i piani a benefici definiti e a conto economico per i piani a lungo termine.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

ALTRI FONDI

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali, commerciali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammon-tari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

RICAVI E CREDITI

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi, suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo.

La recuperabilità del valore di iscrizione dei crediti e la necessità di rilevare un'eventuale svalutazione degli stessi sono frutto di un processo che comporta giudizi complessi e/o soggettivi da parte della Direzione Aziendale. I fattori considerati nell'ambito di tali giudizi riguardano tra l'altro il merito creditizio della controparte ove disponibile, l'ammontare e la tempistica dei pagamenti futuri attesi, gli eventuali strumenti di mitigazione del rischio di credito (ad es. collaterali) posti in essere nonché le eventuali azioni poste in essere o previste per il recupero dei crediti.

7 | Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con i regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" (di seguito IFRS 15) e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione).

In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita standalone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 e dei relativi chiarimenti sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni e per la determinazione dei relativi impatti. In particolare, come già rappresentato in sede di redazione della relazione finanziaria semestrale, gli ambiti interessati riguardano essenzialmente:

- (i) per il settore Exploration & Production, la rappresentazione dei rapporti con i partner delle iniziative minerarie in relazione alla loro qualificazione come soggetti differenti da clienti. La fattispecie interessa in particolare la rappresentazione dei ritiri di prodotto superiori o inferiori alla quota di spettanza nell'iniziativa mineraria (cd. lifting imbalance) con la rilevazione dei ricavi in base alle effettive quantità vendute (cd. sales method) anziché sulla base delle quote di spettanza (cd. entitlement method). L'adozione del sales method comporta la rilevazione dei ricavi e dei relativi costi sulla base delle quantità effettivamente ritirate e vendute;
- (ii) per il settore Gas & Power, la capitalizzazione dei costi per acquisizione della clientela, purché ne sia dimostrata la recuperabilità, e il relativo ammortamento sulla base della durata stimata del contratto.

In sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, Eni intende avvalersi della possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione dell'IFRS 15 comporta, al netto del relativo effetto fiscale, una riduzione del patrimonio netto di €43 milioni derivante da una variazione negativa di €103 milioni relativa alla rideterminazione, secondo il sales method, dei lifting imbalance (underlifting) esistenti alla chiusura dell'esercizio 2017 parzialmente compensata da una variazione positiva di €60 milioni relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela al netto del relativo ammortamento. In termini di rappresentazione, l'applicazione dell'IFRS

15 comporta, inoltre, limitate fattispecie di riclassificazione di ricavi in altre voci del conto economico senza impatti sul risultato operativo, sul risultato netto e sul patrimonio netto.

Con il regolamento n. 2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016 è stata omologata la versione completa dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie basandolo sulle caratteristiche dello strumento finanziario e sul business model adottato dall'impresa; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit loss); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

Gli ambiti oggetto di impatto del nuovo principio riguardano essenzialmente: (i) l'adozione dell'expected credit loss model per l'impairment delle attività finanziarie che comporta la rilevazione della svalutazione delle attività finanziarie sulla base di un approccio predittivo, basato sulla previsione del default della controparte (cd. probability of default) e della capacità di recupero nel caso in cui l'evento di default si verifichi (cd. loss given default); e (ii) per le partecipazioni minoritarie, l'allineamento del relativo valore al fair value, nei casi in cui il costo non rappresenti un'adeguata approssimazione del fair value.

In particolare, nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività per la definizione e per l'implementazione della metodologia per l'impairment delle attività finanziarie che prevede essenzialmente:

- (i) l'adozione dei rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento, per la determinazione della probability of default delle controparti; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli assets non finanziari;
- (ii) l'identificazione dell'esposizione da considerare avendo riguardo all'eventuale presenza di strumenti di mitigazione del rischio di credito (quali, ad esempio, collateral, garanzie, polizze assicurative, debiti compensabili, ecc.);
- (iii) per la clientela retail, non caratterizzata da rating interni, l'implementazione di un approccio semplificato basato su una provision matrix che ripartisce la clientela in funzione di cluster di rischio omogenei;
- (iv) la determinazione della loss given default della controparte sulla base delle esperienze pregresse e delle differenti modalità di recupero attivabili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.)²³.

Relativamente alla valutazione delle partecipazioni minoritarie, rileva la circostanza che le disposizioni dell'IFRS 9 richiedono l'adozione del fair value, limitando la valutazione al costo ai soli casi in cui rappresenti un'adeguata stima del fair value. Eni intende avvalersi della possibilità di designare le partecipazioni minoritarie come attività da valutare al fair value con effetti a patrimonio netto (tra le altre componenti dell'u-

tile complessivo), con rilevazione a conto economico degli eventuali dividendi distribuiti; le variazioni del valore di mercato rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico²⁴.

In sede di prima applicazione, in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti dell'adozione del nuovo principio contabile in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment delle attività finanziarie, saranno rilevati nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizioni non produce effetti significativi.

In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione dell'IFRS 9 comporta, al netto del relativo effetto fiscale, un incremento del patrimonio netto di €322 milioni riferibile per €678 milioni all'allineamento al fair value delle partecipazioni minoritarie, parzialmente assorbito dalle maggiori svalutazioni per €356 milioni delle attività finanziarie per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model.

Con il regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017 è stato omologato l'IFRS 16 "Leasing", che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce al cliente (il lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali lessee; per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta la rilevazione di una attività, rappresentativa del diritto d'uso, e di una passività, rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto. Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei lessor, è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee sia per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato sono in corso le attività di analisi delle nuove disposizioni anche ai fini della determinazione dei relativi effetti.

Con il regolamento n. 2018/182 emesso dalla Commissione Europea in data 7 febbraio 2018 è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018²⁵.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 8 dicembre 2016, lo IASB ha emesso l'IFRIC Interpretation 22 "Foreign Currency Transactions and Advance Consideration" (di seguito IFRIC 22), in base alla quale il tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un asset, costo o ricavo correlato ad un anticipo,

[23] Per le esposizioni derivanti da operazioni infragruppo, la capacità di recupero è assunta pari al 100% in considerazione della possibilità di intervento sul capitale delle partecipate per garantire la posizione in bonis delle stesse.

[24] In alternativa, l'IFRS 9 consente di valutare le partecipazioni minoritarie al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; la scelta della modalità di valutazione delle partecipazioni è operata in maniera selettiva per ciascuna partecipazione.

[25] La modifica dell'ambito di applicazione dell'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità" è efficace a partire dal 1° gennaio 2017.

precedentemente pagato/incassato, in valuta estera, è quello vigente alla data di rilevazione dell'attività/passività non monetaria connessa a tale anticipo. L'IFRIC 22 è efficace a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 7 giugno 2017, lo IASB ha emesso l'IFRIC 23 "Uncertainty over Income Tax Treatments" (di seguito IFRIC 23), contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 12 ottobre 2017, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 28 "Long-term Interests in Associates and Joint Ventures" (di seguito modifiche allo IAS 28), volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche agli stru-

menti finanziari rappresentativi di interessenze a lungo termine verso una società collegata o una joint venture, che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (cd. long-term interest). Le modifiche allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 7 febbraio 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 19 "Plan Amendment, Curtailment or Settlement" (di seguito modifiche allo IAS 19), volte essenzialmente a richiedere l'utilizzo di ipotesi attuariali aggiornate nella determinazione del costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti e degli interessi netti per il periodo successivo ad una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano a benefici definiti esistente. Le modifiche allo IAS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

In data 12 dicembre 2017, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2015-2017 Cycle", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

ATTIVITÀ CORRENTI

8 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.363 milioni (€5.674 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 90 giorni per €5.591 milioni (€4.379 milioni al 31 dicembre 2016) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo

di preavviso superiore alle 48 ore.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 7 giorni e il tasso di interesse medio è negativo dello 0,03% (negativo dello 0,01% al 31 dicembre 2016).

9 | Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.022	996
Altri titoli	4.990	5.170
	6.012	6.166

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.012 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) si riferiscono ad Eni SpA per €5.793 milioni (€6.062 milioni al 31 dicembre 2016) e ad Eni Insurance DAC per €219 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2016). Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e

per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading di Eni SpA comprendono operazioni di prestito titoli per €845 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016). L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	4.232	4.319
Dollaro USA	1.025	699
Franco svizzero	461	413
Sterlina inglese	198	632
Dollaro australiano	79	51
Dollaro canadese	17	52
	6.012	6.166

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	478	477	Baa2	BBB
Polonia	53	52	A2	BBB+
Stati Uniti	53	45	Aaa	AA+
Spagna	45	41	Baa2	BBB+
Slovenia	33	34	Baa1	A+
Giappone	25	21	A1	A+
Irlanda	10	10	A2	A+
Canada	11	9	Aaa	AAA
Cile	8	9	Aa3	A+
Slovacchia	5	4	A2	A+
Svezia	4	4	Aaa	AAA
Paesi Bassi	2	2	Aaa	AAA
Corea del Sud	1	1	Aa2	AA
	728	709		
Tasso variabile				
Italia	300	304	Baa2	BBB
Belgio	7	7	Aa3	AA
Stati Uniti	2	2	Aaa	AA+
	309	313		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.037	1.022		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.036	1.922	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.437	1.409	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	28	25	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	3.501	3.356		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	840	842	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	789	754	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	45	38	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	1.674	1.634		
Totale Altri titoli	5.175	4.990		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.212	6.012		

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.140 milioni e di livello 2 per €872 milioni. Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

10 | Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	190	210
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	17	28
	207	238

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	176	199
Dollaro USA	31	39
	207	238

I titoli emessi da Stati Sovrani al 31 dicembre 2017 di €190 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classed i rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Belgio	27	30	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Spagna	25	27	da 1,40 a 5,50	dal 2018 al 2021	Baa2	BBB+
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Polonia	15	18	da 4,50 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	BBB+
Irlanda	17	18	da 0,80 a 4,50	dal 2019 al 2022	A2	A+
Islanda	14	15	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	A3	A
Italia	14	15	da 0,65 a 3,50	dal 2018 al 2020	Baa2	BBB
Portogallo	7	8	4,75	2019	Ba1	BBB-
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Slovenia	8	8	2,25	2022	Baa1	A+
Slovacchia	7	7	1,50	2018	A2	A+
Stati Uniti d'America	6	6	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Finlandia	5	5	1,75	2019	Aa1	AA+
Paesi Bassi	1	1	4,00	2018	Aaa	AAA
	175	190				

Titoli quotati per €17 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2016) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating da Aaa a Aa1 (Moody's) e da AAA a AA+ (S&P).

La voce accoglie i titoli della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance DAC non strumentali all'attività operativa per €207 milioni

(€238 milioni al 31 dicembre 2016) in quanto sugli stessi non sussiste alcun vincolo di destinazione a copertura delle riserve tecniche a seguito dell'entrata in vigore della Direttiva UE Solving 2.

Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Effetto valutazione al fair value	Passività per imposte differite	Altre riserve di patrimonio netto
Valore al 31.12.2016	5	(1)	4
Variazione con effetto a riserva	(5)	1	(4)
Valore al 31.12.2017			

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

11 | Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti commerciali	10.182	11.186
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	84	86
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	23	72
- non strumentali all'attività operativa	209	385
	316	543
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	597	171
- altri	4.642	5.693
	5.239	5.864
	15.737	17.593

Il decremento dei crediti commerciali di €1.004 milioni è riferito al settore Gas & Power per €706 milioni.

Al 31 dicembre 2017 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2018 per €2.051 milioni (€1.769 milioni nell'esercizio 2016 con scadenza 2017). Le cessioni 2017

hanno riguardato crediti commerciali relativi al settore Gas & Power per €1.722 milioni e al settore Refining & Marketing e Chimica per €329 milioni (rispettivamente, €1.434 milioni e €335 milioni al 31 dicembre 2016). I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.729 milioni (€2.371 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Crediti commerciali	Crediti finanziari	Altri crediti	Totale fondo svalutazione
Valore al 31.12.2016	1.817	68	486	2.371
Accantonamenti	539	31	388	958
Utilizzi	(448)	(1)	(6)	(455)
Altre variazioni	(60)	(8)	(77)	(145)
Valore al 31.12.2017	1.848	90	791	2.729

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €539 milioni (€503 milioni nel 2016) è riferito essenzialmente ai settori: (i) Gas & Power per €446 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail. Eni ha adottato le necessarie azioni per mitigare il rischio di controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici; (ii) Exploration & Production per €55 milioni e comprende per €19 milioni la svalutazione

di crediti commerciali verso controparti venezuelane.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €448 milioni (€607 milioni nel 2016) è riferito al settore Gas & Power per €400 milioni ed è relativo principalmente alla rilevazione di perdite su crediti del business retail.

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017		31.12.2016	
	Crediti commerciali	Altri crediti	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	8.800	4.604	9.243	4.869
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	567	31	759	432
Crediti scaduti e non svalutati:				
- da 0 a 3 mesi	478	21	744	58
- da 3 a 6 mesi	46	9	49	81
- da 6 a 12 mesi	147	202	69	249
- oltre 12 mesi	144	372	322	175
	815	604	1.184	563
	10.182	5.239	11.186	5.864

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche ed enti di Stato italiani ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e verso clienti retail del settore Gas & Power, quest'ultimi scaduti da non oltre 90 giorni.

I crediti commerciali al 31 dicembre 2017 del settore Exploration & Production di €1.323 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti per forniture di idrocarburi equity alle controparti di Stato in Egitto per €438 milioni (€611 milioni al 31 dicembre 2016). L'ammontare dei crediti scaduti al 31 dicembre 2016 di €420 milioni (\$443 milioni), che aveva raggiunto dimensioni significative negli anni precedenti, è stato completamente azzerato nel corso del 2017 per effetto della progressiva attuazione dal 2015 di un piano di rientro e di altri accordi industriali e commerciali con le suddette controparti. Inoltre, crediti scaduti per il recupero di investimenti pregressi nei confronti di controparti di Stato dell'Iran pari a €264

milioni al 31 dicembre 2016 sono stati sostanzialmente azzerati nel corso del 2017 per effetto dell'implementazione del Settlement Agreement firmato nel 2015 che ha definito l'import tramite una consociata Eni di carichi di greggio di proprietà delle società di Stato iraniane, con attribuzione a Eni di un'aliquota di rimborso a valere sui proceeds di ciascun carico.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €2.942 milioni (€3.629 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €209 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) depositi di Eni Insurance DAC per €127 milioni (€225 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati presso controparti di Eni Trading & Shipping SpA per €68 milioni (€137 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €39 milioni presso BNP Paribas e €29 milioni presso altre controparti terze. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €82 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti per attività di disinvestimento	597	171
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	3.369	4.111
- acconti per servizi	261	372
- compagnie di assicurazione	157	147
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	2	49
- per operazioni di factoring	28	81
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	32	40
- altri	793	893
	4.642	5.693
	5.239	5.864

Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €597 milioni (€171 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) per €153 milioni (€166 milioni al 31 dicembre 2016) la terza ed ultima rata del credito derivante dalla cessione avvenuta nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazako KazMunayGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazake che attuarono il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto. La riscossione del credito era condizionata al conseguimento del livello commerciale target di produzione avvenuto nel 2016; (ii) la quota a breve termine della consideration relativa alla cessione degli interest del 10% e del 30% dell'asset Zohr in Egitto pari complessivamente a €442 milioni (\$530 milioni) che saranno incassate rispettivamente a maggio e giugno 2018. Le quote a lungo termine dei crediti sono indicate alla nota n. 23 – Altre attività non correnti. Gli altri crediti di €4.642 milioni (€5.693 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono crediti di €3.369 milioni (€4.111 milioni al 31 dicembre 2016) nei confronti di enti e società partner di Eni nei progetti di ricerca e sviluppo degli idrocarburi. L'esposizione maggiore riguarda i partner in Nigeria per €1.507 milioni in particolare: (a) la società di Stato NNPC per un valore di €713 milioni (€716 milioni al 31 dicembre 2016). Le movimentazioni dell'anno comprendono i crediti sorti nell'esercizio di €484 milioni e il decremento per incassi di €398 mi-

lioni, di cui €350 milioni relativi a crediti maturati nell'esercizio. L'esposizione a fine periodo include crediti pregressi per €646 milioni (\$775 milioni) relativi alla quota di costi di competenza della società petrolifera di Stato in progetti operati da Eni 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, con previsione di rientro in tre-cinque anni allo scenario Brent di Eni. Conseguentemente, tali crediti pregressi, sono esposti in bilancio al netto dell'attualizzazione del flusso dei rimborsi futuri per un ammontare di €570 milioni (\$684 milioni); (b) crediti per il recupero di costi d'investimento relativi ad un progetto petrolifero operato oggetto di arbitrato per il riconoscimento contrattuale di tali costi di €153 milioni. L'opening balance di €382 milioni includeva anche il valore relativo ad un altro progetto non operato oggetto di arbitrato che è stato completamente svalutato nel corso del 2017 per €214 milioni. Per il credito operato si conferma l'ipotesi di recupero attraverso un accordo commerciale.

L'accantonamento al fondo svalutazione Altri crediti di €388 milioni è riferito al settore Exploration & Production per €375 milioni in relazione principalmente ai crediti descritti al paragrafo precedente e ai crediti verso la società petrolifera di Stato PDVSA.

Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €4.799 milioni (€5.253 milioni al 31 dicembre 2016).

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo in-

tercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

12 | Rimanenze

	31.12.2017				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Altre	Totale
(€ milioni)								
Materie prime, sussidiarie e di consumo	785	140	1.640	2.565	550	135	1.903	2.588
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	133	7		140	99	9	1	109
Lavori in corso su ordinazione			1	1			2	2
Prodotti finiti e merci	1.287	489	83	1.859	1.394	389	86	1.869
Certificati e diritti di emissione			56	56			69	69
	2.205	636	1.780	4.621	2.043	533	2.061	4.637

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.640 milioni (€1.903 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.441 milioni (€1.699 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture. I certificati e diritti di emissione di €56 milioni (€69 milioni al 31 dicembre 2016) sono valutati al fair value determinato sulla base dei

prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €86 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2016) sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

	2017			2016		
	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette	Rimanenze lorde	Fondo svalutazione	Rimanenze nette
(€ milioni)						
Valore iniziale	4.892	(255)	4.637	4.887	(308)	4.579
Variazioni dell'esercizio	314		314	(29)		(29)
Accantonamenti		(81)	(81)		(125)	(125)
Utilizzi		18	18		163	163
Differenze di cambio da conversione	(254)	22	(232)	61	(5)	56
Altre variazioni	(86)	51	(35)	(27)	20	(7)
Valore finale	4.866	(245)	4.621	4.892	(255)	4.637

La variazione dell'esercizio di €314 milioni è riferita principalmente alle linee di business Chimica (€129 milioni) e Refining & Marketing

(€192 milioni). Il fondo svalutazione di €245 milioni è riferito al settore Exploration & Production per €191 milioni.

13 | Attività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imprese italiane	99	134
Imprese estere	92	249
	191	383

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

14 | Attività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Iva	452	447
Accise e imposte di consumo	217	161
Altre imposte e tasse	60	81
	729	689

15 | Attività attività correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.231	2.248
Altre attività	342	343
	1.573	2.591

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €342 milioni (€343 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono €63 milioni relativi al costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12

mesi (€90 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 23 – Altre attività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

16 | Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilitazioni in corso e acconti	Totale
2017							
Valore iniziale netto	448	810	50.270	300	309	18.656	70.793
Investimenti	2	20	153	27	52	8.236	8.490
Ammortamenti		(71)	(6.996)	(63)	(69)		(7.199)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(5)	(5)	436	(1)	(5)	(213)	207
Cessioni	(12)	(3)	3		(6)	(1.430)	(1.448)
Radiazioni			(3)	(2)		(234)	(239)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(3)	(5.272)	(8)	(18)	(1.722)	(7.025)
Altre variazioni	47	87	10.571	(17)	(2)	(11.107)	(421)
Valore finale netto	478	835	49.162	236	261	12.186	63.158
Valore finale lordo	571	3.490	160.751	1.264	1.954	15.747	183.777
Fondo ammortamento e svalutazione	93	2.655	111.589	1.028	1.693	3.561	120.619
2016							
Valore iniziale netto	510	818	40.667	326	403	25.281	68.005
Investimenti	1	22	204	32	42	8.766	9.067
Ammortamenti		(66)	(7.087)	(66)	(89)		(7.308)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(64)	(3)	345	(1)	(17)	(174)	86
Radiazioni			(198)	(2)		(89)	(289)
Differenze di cambio da conversione	1	1	1.329		4	551	1.886
Riclassifica ad attività destinate alla vendita	(8)	(2)	(1)				(11)
Altre variazioni	8	40	15.011	11	(34)	(15.679)	(643)
Valore finale netto	448	810	50.270	300	309	18.656	70.793
Valore finale lordo	537	3.416	167.007	1.415	2.160	22.737	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione	89	2.606	116.737	1.115	1.851	4.081	126.479

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2017	2016
Investimenti:		
- Exploration & Production	7.638	8.217
- Gas & Power	87	66
- Refining & Marketing e Chimica	712	655
- Corporate e Altre Attività	69	42
- Rettifiche per utili interni	(16)	87
	8.490	9.067

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €72 milioni (€105 milioni nel 2016) riferiti al settore Exploration & Production per €56 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitaliz-

zazione degli oneri finanziari è compreso tra il 1,6% e il 2,7% (il 2,7% e il 5,3% al 31 dicembre 2016).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Pozzi e impianti di sfruttamento minerario	UOP
Impianti di raffinazione e petrolchimici	2 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	2 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

Le cessioni di €1.448 milioni riguardano per €1.328 milioni la cessione del 40% dell'asset in sviluppo Zohr in Egitto a BP (10%) e Rosneft (30%) con una plusvalenza di €1.281 milioni. Il prezzo non ancora incassato ammonta a €553 milioni (\$663 milioni), di cui €442 milioni (\$530 milioni) saranno incassati entro giugno 2018 (note n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti e n. 23 – Altre attività non correnti).

Le radiazioni di €239 milioni (€289 milioni nel 2016) riguardano per €237 milioni il settore Exploration & Production (€93 milioni nel 2016), di cui €217 milioni per il write-off dei costi dei pozzi esplorativi completati che non hanno rinvenuto un quantitativo sufficiente di risorse commerciali da giustificare il completamento come pozzi di sviluppo in particolare in Egitto, Norvegia e Costa d'Avorio.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €7.025 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €6.533 milioni.

Le altre variazioni negative di €421 milioni comprendono l'effetto netto dell'esclusione dall'area di consolidamento dell'interest ceduto (35,7%) della joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) concessionaria dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico per €648 milioni e, in aumento, la rilevazione iniziale e la variazione della stima dei costi per abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €355 milioni (€665 milioni al 31 dicembre 2016) per effetto del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare il dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio e della revisione in aumento delle stime dei costi di abbandono.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono costi relativi all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Unproved mineral interest	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Costi di abbandono	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
2017									
Valore iniziale	221	1.684	913	2.818	2.450	11.690	82	14.222	17.040
Investimenti	351			351	112	7.190		7.302	7.653
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(13)	(13)	147	(111)		36	23
Radiazioni	(11)	(217)		(228)		(2)		(2)	(230)
Riclassifiche	(438)	173	(117)	(382)	(7)	(9.538)	(11)	(9.556)	(9.938)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(15)	(377)	(294)	(686)	(312)	(2.676)	(34)	(3.022)	(3.708)
Valore finale	108	1.263	489	1.860	2.390	6.553	37	8.980	10.840
2016									
Valore iniziale	93	1.737	807	2.637	2.212	19.458		21.670	24.307
Investimenti	402			402	2	7.777		7.779	8.181
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(5)	(5)	190	(210)		(20)	(25)
Radiazioni		(109)		(109)		(6)	27	21	(88)
Riclassifiche	(282)	6	78	(198)	(35)	(15.699)		(15.734)	(15.932)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	8	50	33	91	81	370	55	506	597
Valore finale	221	1.684	913	2.818	2.450	11.690	82	14.222	17.040

Le riclassifiche di €9.938 milioni riguardano: (i) per €9.538 milioni pozzi e impianti di sviluppo in corso; (ii) per €382 milioni pozzi esplorativi di successo a seguito dell'avvio in produzione nell'esercizio dei relativi progetti in Angola, Ghana, Indonesia ed Egitto.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'eser-

cizio sono state rilevate: (i) riclassifiche da pozzi esplorativi in corso a pozzi esplorativi completati e in attesa di esito per €438 milioni; (ii) radiazioni per €228 milioni riguardanti pozzi esplorativi di insuccesso. Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	1.684	1.737	1.568
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	451	282	550
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(217)	(109)	(501)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(278)	(276)	(30)
Cessioni	(199)		(4)
Differenze cambio da conversione	(178)	50	154
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	1.263	1.684	1.737

	2017		2016		2015	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	222	7,95	16	1,05	368	5,32
- da 1 a 3 anni	241	3,87	609	10,25	634	11,14
- oltre 3 anni	800	21,44	1.059	21,55	735	18,97
	1.263	33,26	1.684	32,85	1.737	35,43
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	148	5,88	9	0,55	368	5,32
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	261	4,69	251	3,51	228	4,13
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	854	22,69	1.424	28,79	1.141	25,98
	1.263	33,26	1.684	32,85	1.737	35,43

Gli unproved mineral interest accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenu-

to in occasione dell'acquisto di individual property e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Totale
2017							
Valore iniziale	1.254	938	138	113		7	2.450
Investimenti					112		112
Riprese di valore (svalutazioni) nette	72		75				147
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(7)						(7)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	(157)	(113)	(21)	(14)	(7)		(312)
Valore finale	1.162	825	192	99	105	7	2.390
2016							
Valore iniziale	1.021	908	165	109		9	2.212
Investimenti						2	2
Riprese di valore (svalutazioni) nette	190						190
Riclassifica a Proved Mineral Interest			(31)			(4)	(35)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	43	30	4	4			81
Valore finale	1.254	938	138	113		7	2.450

Gli unproved mineral interest di €2.390 milioni comprendono €818 milioni relativi al titolo minerario ("Oil Prospecting Licence") del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo Nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo, insieme a Shell che contestualmente acquisì il residuo 50%. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.107 milioni. Relativamente al Resolution Agreement del 29 aprile 2011 il cui oggetto fu l'acquisizione della licenza da parte di Eni e Shell, sono in corso procedimenti giudiziari da parte delle Autorità italiane e nigeriane per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro come dettagliatamente descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria Annuale.

Gli investimenti dell'esercizio di €112 milioni riguardano l'estensione della durata di un contratto petrolifero in Algeria.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €16.005 milioni e €17.558 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €110 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €29 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) e riguardano stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi - Attività in concessione.

ATTIVITÀ MATERIALI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	152.608	165.559
- Gas & Power	5.333	6.276
- Refining & Marketing e Chimica	24.554	24.119
- Corporate e Altre Attività	1.866	1.886
- Rettifiche per utili interni	(584)	(568)
	183.777	197.272
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	95.775	101.131
- Gas & Power	3.954	4.584
- Refining & Marketing e Chimica	19.625	19.477
- Corporate e Altre Attività	1.525	1.518
- Rettifiche per utili interni	(260)	(231)
	120.619	126.479
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	56.833	64.428
- Gas & Power	1.379	1.692
- Refining & Marketing e Chimica	4.929	4.642
- Corporate e Altre Attività	341	368
- Rettifiche per utili interni	(324)	(337)
	63.158	70.793

17 | Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €1.283 milioni (€1.184 milioni al 31 dicembre 2016), sono detenute da società italiane per €1.267 milioni (€1.167 milioni al 31

dicembre 2016) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

18 | Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Accordi per servizi in concessione	Immobilitazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Totale
2017									
Valore iniziale netto	1.092	255	259	31	148	164	1.949	1.320	3.269
Investimenti	91	5	17	1	60	17	191		191
Ammortamenti	(65)	(110)	(84)	(2)		(25)	(286)		(286)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	18						18		18
Radiazioni	(24)						(24)		(24)
Differenze di cambio da conversione	(115)		(1)			(2)	(118)	(23)	(141)
Altre variazioni	(2)	32	49		(74)	(14)	(9)	(93)	(102)
Valore finale netto	995	182	240	30	134	140	1.721	1.204	2.925
Valore finale lordo	1.504	2.485	1.466	52	140	1.101	6.748		
Fondo ammortamento e svalutazione	509	2.303	1.226	22	6	961	5.027		
2016									
Valore iniziale netto	735	363	276	32	148	166	1.720	1.314	3.034
Investimenti	15	6	26	1	49	16	113		113
Ammortamenti	(18)	(113)	(81)	(2)		(39)	(253)		(253)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	385					4	389		389
Radiazioni	(61)						(61)		(61)
Differenze di cambio da conversione	36					(4)	32	6	38
Altre variazioni		(1)	38		(49)	21	9		9
Valore finale netto	1.092	255	259	31	148	164	1.949	1.320	3.269
Valore finale lordo	2.216	2.462	1.467	52	153	2.599	8.949		
Fondo ammortamento e svalutazione	1.124	2.207	1.208	21	5	2.435	7.000		

I diritti esplorativi di €995 milioni (€1.092 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il

commitment del management. Gli investimenti di €91 milioni (€15 milioni nel 2016) riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Cipro, Myanmar, Costa d'Avorio e nel blocco di Isatay in Kazakhstan.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Diritti esplorativi proved	403	497
Diritti esplorativi unproved	586	579
Altri diritti esplorativi	6	16
	995	1.092

Le altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €182 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €141 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2016) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €240 milioni (€259 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferiti ad Eni gas e luce SpA per €121 milioni e ad Eni SpA per €108 milioni (Eni SpA per €235 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software. Le immobilizzazioni in corso e acconti di €134 milioni (€148 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €78 milioni (€89 milioni al 31 dicembre 2016) investimenti in corso su gasdotti di cui Eni ha acquisito i diritti di trasporto.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €140 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2016) accolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA per €37 milioni (€40 milioni al 31 di-

cembre 2016); (ii) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €35 milioni (€41 milioni al 31 dicembre 2016).

Le altre variazioni del goodwill di €93 milioni riguardano la variazione dell'area di consolidamento per cessione a terzi della società Eni Gas & Power NV dove era allocato il goodwill riveniente dall'acquisizione della società Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle riprese di valore (svalutazioni) nette e la relativa analisi per settore di attività sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP - 33
Diritti di trasporto del gas naturale	3
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 20

Il saldo finale della voce goodwill di €1.204 milioni (€1.320 milioni al 31 dicembre 2016) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di

€2.414 milioni (€2.524 milioni al 31 dicembre 2016). Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
- Gas & Power	932	1.025
- Exploration & Production	179	202
- Refining & Marketing	93	93
	1.204	1.320

Maggiori informazioni sul goodwill sono indicate alla nota n. 19 – Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali.

19 | Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

(€ milioni)	2017	2016
Svalutazioni:		
- attività materiali	(848)	(1.067)
- attività immateriali	(14)	
	(862)	(1.067)
a dedurre:		
- riprese di valore di attività materiali	1.055	1.153
- riprese di valore di attività immateriali	32	389
	225	475

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti

reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use –

“VIU”). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - “CGU”). Le principali CGU dei settori di business Eni sono: (i) nel settore Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni, le centrali per la produzione di energia elettrica, i gasdotti internazionali e le navi metaniere; (iii) nel business Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione e gli stabilimenti e agli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete); (iv) il business Chimica costituisce un'unica CGU.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU del business Refining & Marketing e per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; d) per la CGU Chimica, sulla vita economico-tecnica media degli assets sottostanti considerando un EBITDA “normalizzato” (per tener conto della ciclicità del settore) definito sulla base dei margini di contribuzione medi di piano; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital - “WACC”) al netto dei fattori di rischio specifici del settore Gas & Power e del business Chimica il cui WACC è oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza del rispettivo capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava in miglioramento rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2016.

Nel corso del 2017 il mercato petrolifero ha registrato una progressiva ripresa, rafforzata nell'ultima parte dell'anno, per effetto dei miglioramenti fondamentali, sostenuti dalla crescita della domanda mondiale di greggio trainata dall'espansione economica e dall'assorbimento dell'eccesso di offerta grazie alla regimazione dell'accordo di fine 2016 dei Paesi OPEC per ridurre l'output del cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia) e alla decisione di prolungarlo per tutto il 2018. Questo ha consentito di ridurre i livelli globali delle scorte di greggio che avevano frenato la ripresa dei prezzi nella prima metà dell'anno. Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali e tenuto conto delle incertezze a medio termine sull'evoluzione del bilanciamento domanda-offerta, il management di Eni ha sostanzialmente confermato la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine stimata a 72 \$/barile (in termini reali 2021; 71,4 \$/barile in base al piano precedente), sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2017 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2018-2021. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione è stato confermato nel lungo termine a 5 \$/barile; previsioni stabili anche per i prezzi del gas ai principali hub europei e lo spread tra questi e il punto virtuale di scambio in Italia. Previsto in ripresa lo scenario dei prezzi/margini dei prodotti petrolchimici in funzione della crescita macroeconomica. Previsioni di lungo termine deboli per il clean spark spread dell'energia elettrica a causa dell'oversupply e della competizione da altri fuel/fonti.

Inoltre alla data di bilancio, la capitalizzazione di borsa di Eni pari a €50 miliardi risultava superiore al valore di libro dei net asset consolidati di €48 miliardi. Sebbene il quadro degli impairment indicator sia nel complesso migliorato, il management ha testato la recuperabilità dei valori di libro del 100% delle attività fisse come da procedure interne.

Il WACC 2017 di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU oil&gas e raffinazione, ha registrato un marginale incremento dello 0,4% a 6,8% rispetto al 2016 per effetto principalmente della previsione di ripresa dei rendimenti dei titoli risk-free (BTP Italia a dieci anni). Il WACC della Chimica è diminuito di mezzo punto percentuale all'8,5% per effetto della riduzione del beta dovuta alla ripresa del ciclo economico. Infine il settore Gas & Power ha registrato un marginale aumento di 0,2 punti percentuali al 6% per effetto dell'accresciuto rischio Paese di alcune attività fuori Europa. I WACC 2017 rettificati del rischio Paese specifico evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio a causa del sensibile incremento del rischio Paese in alcune aree di attività del settore Exploration & Production i cui WACC sono compresi tra il 5,3% e il 15,8%.

Nel settore Exploration & Production sono state rilevate riprese di valore ante imposte per €776 milioni che hanno come driver l'aggiornamento dei profili produttivi e la riduzione dei costi con riferimento ad asset localizzati in UK, Turkmenistan e Congo e gli effetti della riforma fiscale USA. Le svalutazioni per complessivi €636 milioni hanno riguardato principalmente asset in Algeria, Italia, USA, Congo e Venezuela per revisioni negative delle riserve, rifasatura dei piani di sviluppo, abbandono di progetti e rischio Paese. Il WACC post-tax relativo alle riprese di valore/svalutazioni al netto dell'effetto fiscale superiori a €100 milioni sono compresi in un range del 5,5-13,5% che si ridetermina rispettivamente nell'intervallo 8,6% - 25,6% pre-tax.

Le svalutazioni contabilizzate nella linea di business Refining & Marketing di €130 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

Nel settore Gas & Power sono state rilevate riprese di valore al netto delle svalutazioni per €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, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla svalutazione del parco centrali termoelettriche a causa dell'andamento negativo dello scenario margini e di un'infrastruttura di trasporto gas a causa dell'aumento del tasso di sconto dovuto al rischio Paese.

Le svalutazioni delle attività materiali si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	(636)	(740)
- Gas & Power	(56)	(167)
- Refining & Marketing e Chimica	(131)	(120)
- Corporate e Altre Attività	(25)	(40)
	(848)	(1.067)
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	91	216
- Gas & Power	12	35
- Refining & Marketing e Chimica	35	32
- Corporate e Altre Attività	6	
	144	283
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	(545)	(524)
- Gas & Power	(44)	(132)
- Refining & Marketing e Chimica	(96)	(88)
- Corporate e Altre Attività	(19)	(40)
	(704)	(784)

Le riprese di valore delle attività materiali si analizzano per settore di attività, al lordo e al netto del relativo effetto fiscale, come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Riprese di valore:		
- Exploration & Production	776	1.055
- Gas & Power	202	86
- Refining & Marketing e Chimica	77	12
	1.055	1.153
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	(171)	(315)
- Gas & Power	(5)	(28)
- Refining & Marketing e Chimica	(24)	(3)
	(200)	(346)
Riprese di valore al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	605	740
- Gas & Power	197	58
- Refining & Marketing e Chimica	53	9
	855	807

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Relativamente al settore Gas & Power che presenta valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Mercato Gas Italia	835	835
Mercato Gas Estero	97	190
- di cui Mercato Gas Europeo	95	188
	932	1.025

Il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda principalmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e alle piccole e medie imprese, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni successivi goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo di €95 milioni è quello riveniente dall'acquisizione della società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power France SA) in Francia. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro della CGU.

Al fine di verificare la tenuta del valore di libro delle CGU Gas & Power compreso l'ammontare del goodwill allocato, ne è stato determinato il valore d'uso considerando i margini delle vendite al solo mercato retail (escludendo i margini wholesale sulle vendite ai clienti industriali, grossisti e

termoelettrici). Tale stima ha considerato i flussi di cassa delle CGU in oggetto desunti dal piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato. I flussi così determinati sono stati attualizzati al WACC post-tax Gas & Power rettificato per il rischio Paese pari rispettivamente al 4,6% per l'Italia e a circa il 5,2% per l'Europa. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €1.303 milioni si azzerà al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 65% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 9,7 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 16,8%.

20 | Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2017				2016			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in joint venture	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in joint venture	Totale
(€ milioni)								
Valore iniziale	168	2.675	1.197	4.040	175	1.275	1.403	2.853
Acquisizioni e sottoscrizioni		63	444	507	8	1.085	63	1.156
Cessioni e rimborsi			(462)	(462)			(138)	(138)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	9	49	66	124	10	50	17	77
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(7)	(340)	(6)	(353)	(8)	(208)	(154)	(370)
Decremento per dividendi	(32)	(41)	(13)	(86)	(2)	(45)	(53)	(100)
Variazione dell'area di consolidamento	2			2	5	564		569
Differenze di cambio da conversione	(13)	(127)	(128)	(268)	5	12	29	46
Altre variazioni	(11)	53	(35)	7	(25)	(58)	30	(53)
Valore finale	116	2.332	1.063	3.511	168	2.675	1.197	4.040

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €507 milioni riguardano principalmente aumenti di capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Coral FLNG SA (€443 milioni) impegnata nella realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione e stoccaggio del gas naturale relativo alla scoperta di Coral in Mozambico; (ii) Lotte Versalis Elastomers Co Ltd (€45 milioni) impegnata nella produzione di elastomeri nella Corea del Sud.

Le cessioni e i rimborsi di €462 milioni riguardano: (i) la cessione

del 25% della Coral FLNG SA (€222 milioni) a seguito del closing della cessione ad ExxonMobil del 50% delle quote Eni di partecipazione nell'Area 4 in Mozambico; (ii) i rimborsi di capitale delle società Coral FLNG SA (€165 milioni), Angola LNG Ltd (€48 milioni) e United Gas Derivatives Co (€27 milioni).

Le plusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio netto e il decremento per dividendi riguardano le seguenti imprese:

	2017			2016		
	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di partecipazione	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di partecipazione
(€ milioni)						
- Angola LNG Ltd	45		13,60			
- Eni BTC Ltd		27	100,00	6		100,00
- PetroJunin SA	26		40,00	30		40,00
- Unimar LLC	3	24	50,00		16	50,00
- United Gas Derivatives Co	16	12	33,33	14	14	33,33
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	9	12	49,00	10	10	49,00
- PetroSuec SA					30	26,00
- Altre	25	11		17	30	
	124	86		77	100	

Le minusvalenze da valutazione con il metodo del patrimonio riguardano le seguenti imprese:

	2017		2016	
	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di partecipazione	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di partecipazione
(€ milioni)				
- Cardón IV SA	184	50,00	20	50,00
- Saipem SpA	101	31,00	144	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	28	50,00		50,00
- Matrica SpA	17	50,00	4	50,00
- PetroSucre SA			92	26,00
- Angola LNG Ltd			62	13,60
- PetroBicentenario SA			26	40,00
- Altre	23		22	
	353		370	

A seguito dell'incertezza circa l'evoluzione della situazione finanziaria del Venezuela, il management ha valutato la recuperabilità del valore di libro dei due progetti minerari di Eni in Venezuela relativi rispettivamente allo sviluppo del giacimento offshore Perla gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale, e del campo a olio pesante onshore PetroJunín, operato dall'omonima joint venture con la società petrolifera di Stato PDVSA in regime di "Empresa Mixta".

Il valore di libro dei suddetti progetti include crediti correnti e attività non correnti (attività materiali e immateriali, partecipazioni e crediti finanziari non correnti strumentali all'attività operativa) per un valore complessivo di circa €2 miliardi ante svalutazione.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile di tali attività, il management ha condotto un'analisi dell'evidenza empirica 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 US SEC.

Sulla base di questi driver, sono state rilevate nel bilancio 2017 svalutazioni delle attività in Venezuela sopra indicate per complessivi €758 milioni.

La valutazione con il metodo del patrimonio netto della Saipem SpA ha comportato l'iscrizione di una perdita di €101 milioni dovuta alla rilevazione da parte della partecipata di oneri di ristrutturazione, oneri per contenziosi e svalutazioni di attività materiali principalmente nel business perforazioni offshore maggiormente esposto all'andamento dello scenario petrolifero. Al 31 dicembre 2017 il valore di libro della partecipazione di €1.413 milioni, allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto dell'investee, eccedeva di circa il 20% il fair value rappresentato dalla quota della capitalizzazione di borsa del titolo Saipem. La sottocapitalizzazione riflette le incertezze degli investitori circa il riequilibrio dei fondamentali del settore petrolifero e la ripresa degli investimenti da parte delle società clienti del settore Ingegneria & Costruzioni. L'impairment test eseguito ha confermato il valore di libro dell'asset. La ragionevolezza della valutazione è stata testata con degli stress test applicati al fatturato e alla marginalità che confermano gli esiti del caso base.

Le differenze di cambio da conversione di €268 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA (€189 milioni).

Le altre variazioni comprendono la svalutazione di Unión Fenosa Gas SA per €35 milioni (€84 milioni nel 2016) dovuta alle minori prospettive di redditività.

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2017 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di partecipazione	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di partecipazione
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	63	34.000.000	100,00	106	34.000.000	100,00
- Altre ^(*)	53			62		
	116			168		
Imprese in joint venture:						
- Saipem SpA	1.413	308.767.968	31,00	1.497	3.087.679.689	30,76
- Unión Fenosa Gas SA	350	273.100	50,00	434	273.100	50,00
- PetroJunín SA	210	96.084.000	40,00	211	96.084.000	40,00
- Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	137	121.092.526	49,00	150	130.491.508	49,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	114	30.179.999	50,00	74	19.200.000	50,00
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	32	1	33,33			
- Cardón IV SA				197	8.605	50,00
- Unimar Llc				42	50	50,00
- Altre ^(*)	76			70		
	2.332			2.675		
Imprese collegate:						
- Angola LNG Ltd	802	1.483.352.000	13,60	916	1.551.760.000	13,60
- United Gas Derivatives Co	82	2.600.000	33,33	117	950.000	33,33
- Novamont SpA	71	6.667	25,00	77	6.667	25,00
- Coral FLNG SA	54	2.500.000	25,00			
- AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH				34	1	33,33
- Altre ^(*)	54			53		
	1.063			1.197		
	3.511			4.040		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €70 milioni; le differenze sono riferite a Unión Fenosa Gas SA per €27

milioni e a Novamont SpA per €43 milioni. Tali eccedenze allo stato sono giustificate dalle prospettive reddituali di lungo termine delle società.

Al 31 dicembre 2017 il valore di mercato delle partecipazioni quotate in borsa è il seguente:

	Numero di azioni	% di partecipazione	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
- Saipem SpA	308.767.968	31,00	3,806	1.175

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi

e oneri, di €182 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2016) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	95	95
Matrica SpA	38	
VIC CBM Ltd	30	34
PetroBicentenario SA	12	6
Société Centrale Electrique du Congo SA	6	7
Altre	1	9
	182	151

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2017				2016				
	Imprese controllate	Imprese collegate	Altre imprese valutate al costo	Totale	Imprese controllate	Imprese collegate e in joint venture	Altre imprese valutate al fair value	Altre imprese valutate al costo	Totale
Valore iniziale netto	29	10	237	276	25	10	368	257	660
Acquisizioni e sottoscrizioni			3	3	5	3			8
Cessioni e rimborsi	(6)		(13)	(19)			(368)	(31)	(399)
Differenze di cambio da conversione		(1)	(22)	(23)		(2)		6	4
Altre variazioni	(9)	(4)	(5)	(18)	(1)	(1)		5	3
Valore finale netto	14	5	200	219	29	10		237	276
Valore finale lordo	15	5	207	227	30	10		240	280
Fondo svalutazione	1		7	8	1			3	4

Il valore netto delle altre partecipazioni di €219 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2016) è riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di partecipazione	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di partecipazione
Imprese controllate^(*)	14			29		
Imprese collegate	5			10		
Altre imprese:						
- Nigeria LNG Ltd	99	118.373	10,40	112	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	32	213.995.164	10,99	49	213.995.164	10,99
- Altre ^(*)	69			76		
	200			237		
	219			276		

(*) Di valore di iscrizione unitario inferiore e a €25 milioni.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 48 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

21 | Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.602	1.785
Titoli strumentali all'attività operativa	73	75
	1.675	1.860

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €640 milioni (€480 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Fondo svalutazione crediti finanziari
Valore al 31.12.2016	480
Accantonamenti	211
Differenze di cambio da conversione	(49)
Altre variazioni	(2)
Valore al 31.12.2017	640

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.602 milioni (€1.785 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€1.433 milioni) e Gas & Power (€96 milioni). I finanziamenti sono concessi a società in joint venture e collegate per €1.214 milioni (€1.350 milioni al 31 dicembre 2016).

L'esposizione maggiore è nei confronti della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela che opera il giacimento a gas Perla. Al 31 dicembre 2017 l'esposizione Eni verso la joint venture è pari a €955 milioni (€1.054 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti finanziari di €211 milioni riguardano: (i) per €102 milioni il finanziamento concesso a la Matrica SpA (Eni 50%), la joint venture con Novamont SpA per la produzione di prodotti chimici da fonti rinnovabili, per far fronte alle esigenze finanziarie relative al progetto "Polo Verde" di Porto Torres. La svalutazione tiene conto del deterioramento della capacità di rimborso di Matrica, in coerenza con la rischiosità dell'iniziativa; (ii) per €109 milioni crediti finanziari nel settore Exploration & Production relativi per €77 milioni al credito verso la Cardón IV SA (v. nota n. 20 – Partecipazioni).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.428 milioni (€1.606 milioni al 31 dicembre 2016).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €1.393 milioni (€1.519 milioni al 31 dicembre 2016). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €1.610 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,5% (-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016) ad eccezione del credito verso la joint venture Cardón IV SA. Per quest'ultimo, in considerazione del fatto che il rimborso dipende dall'esito dell'iniziativa industriale della joint venture e dalla capacità del Paese di superare l'attuale crisi finanziaria, il fair value corrisponde a quello ritraibile dall'iniziativa industriale i cui flussi di cassa sono stati attualizzati con il WACC di settore corretti per tener conto del rischio sovrano sulla base dei prevedibili scenari e della possibile evoluzione della situazione finanziaria del Paese.

I titoli di €73 milioni (€75 milioni al 31 dicembre 2016) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €69 milioni da Stati Sovrani (€71 milioni al 31 dicembre 2016) e per €4 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo ammortizzato (€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	25	26	da 0,35 a 4,75	dal 2018 al 2025	Baa2	BBB
Spagna	15	14	15	da 1,40 a 4,30	dal 2019 al 2020	Baa2	BBB+
Irlanda	9	8	9	4,50	2018	A2	A+
Islanda	3	3	3	2,50	2020	A3	A
Polonia	2	2	2	4,20	2020	A2	BBB+
Slovenia	2	2	2	4,13	2020	Baa1	A+
Belgio	2	2	2	1,40	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	12	11	11		dal 2018 al 2019	Baa2	BBB
Totale Stati Sovrani	69	67	70				
Banca Europea per gli Investimenti	4	4	4		2018	Aaa	AAA
	73	71	74				

I titoli che scadono entro cinque anni ammontano a €72 milioni.

Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di

mercato. I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

22 | Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €4.269 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Attività per imposte anticipate	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Totale
Valore al 31.12.2016	9.412	[5.622]	3.790
Incrementi	2.341	[212]	2.129
Decrementi	[1.588]	349	[1.239]
Differenze di cambio da conversione	[862]	202	[660]
Altre variazioni	37	21	58
Valore al 31.12.2017	9.340	[5.262]	4.078

Le attività per imposte anticipate sono riferite per €2.070 milioni (€1.690 milioni al 31 dicembre 2016) a Eni SpA e alle consociate italiane facenti parte del consolidato fiscale nazionale e sono state stanziare sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recupe-

rare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 32 – Passività per imposte differite.

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

23 | Altre attività non correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	62	73
- per interessi su crediti d'imposta	64	64
	126	137
- Amministrazioni finanziarie estere	381	365
	507	502
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	118	222
- altri	44	52
	162	274
Fair value su strumenti finanziari derivati	80	108
Altre attività	574	464
	1.323	1.348

I crediti per attività di disinvestimento di €118 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2016) sono al netto del fondo svalutazione di €125 milioni e comprendono il valore attuale della quota a lungo termine di \$133 milioni, pari a €111 milioni del credito relativo alla cessione della quota del 10% dell'asset Zohr in Egitto perfezionata a febbraio 2017. La quota a breve termine del credito è indicata alla nota n. 11 – Crediti commerciali e altri crediti. Il fondo svalutazione di €125 milioni è relativo ad un credito legato alla cessione di un asset in Nigeria e comprende la svalutazione dell'esercizio di €44 milioni. Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla

nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €574 milioni (€464 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono €56 milioni relativi al costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti, Eni prevede di ritirare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi (€113 milioni al 31 dicembre 2016). La quota che Eni prevede di recuperare entro l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 15 – Altre attività correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

PASSIVITÀ CORRENTI

24 | Passività finanziarie a breve termine

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.664	2.738
Banche	201	155
Altri finanziatori	377	503
	2.242	3.396

Il decremento di €1.154 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente a rimborsi netti per €581 milioni e alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro e da allineamento al cambio di fine periodo per €574 milioni.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.664 milioni

(€2.738 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.070 milioni (€1.750 milioni al 31 dicembre 2016) ed Eni Finance International SA per €594 milioni (€988 milioni al 31 dicembre 2016). L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	904	1.405
Dollaro USA	1.329	1.982
Altre valute	9	9
	2.242	3.396

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è pari a 1,3% e a 0,9%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate per €11.584 milioni (€12.267 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Al 31 dicembre 2017 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

25 | Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	10.890	11.038
Acconti e anticipi	797	526
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.094	2.158
- altri debiti	2.967	2.981
	5.061	5.139
	16.748	16.703

Gli acconti e anticipi di €797 milioni (€526 milioni al 31 dicembre 2016) sono riferiti al settore Exploration & Production per €444 milioni (€153 milioni al 31 dicembre 2016) e riguardano per €180 milioni gli anticipi in valuta locale a valere su future forniture di gas

ricevuti dalle società di Stato di Egitto in relazione alle operazioni dei Concession Agreements di Eni nel Paese per il prossimo quadriennio, tra i quali in particolare il progetto Zohr.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.804	1.835
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	264	219
- altri	26	104
	2.094	2.158
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	1.968	2.057
- personale	184	180
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	84	94
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	23	6
- altri	708	644
	2.967	2.981
	5.061	5.139

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

26 | Passività per imposte sul reddito correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imprese italiane	174	97
Imprese estere	298	329
	472	426

Le imposte sono indicate alla nota n. 43 – Imposte sul reddito.

27 | Passività per altre imposte correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	824	634
Altre imposte e tasse	648	659
	1.472	1.293

28 | Altre passività correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	1.011	2.108
Altre passività	504	491
	1.515	2.599

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €504 milioni (€491 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono la quota a breve termine di €68 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2016) relativa agli anticipi incassati dal par-

ter Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 33 – Altre passività non correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

29 | Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.200	801	4.001	4.014	272	4.286
Obbligazioni ordinarie	16.520	1.445	17.965	16.044	2.959	19.003
Obbligazioni convertibili	387		387	383		383
Altri finanziatori	72	40	112	123	48	171
	20.179	2.286	22.465	20.564	3.279	23.843

L'analisi per scadenza dei debiti finanziari al 31 dicembre 2017 è la seguente:

(€ milioni)		Valore al	Scadenza						
								Totale quote a lungo termine	
Tipo	Scadenza	31.12.2017	2019	2020	2021	2022	Oltre		2018
Banche	2018-2032	4.001	1.290	729	341	143	697	3.200	801
Obbligazioni ordinarie	2018-2043	17.965	2.486	2.371	934	697	10.032	16.520	1.445
Obbligazioni convertibili	2022	387				387		387	
Altri finanziatori	2018-2032	112	45	3	3	3	18	72	40
		22.465	3.821	3.103	1.278	1.230	10.747	20.179	2.286

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €22.465 milioni (€23.843 milioni al 31 dicembre 2016) diminuiscono di €1.378 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €1.842 milioni e i rimborsi per €2.973 milioni nonché, in diminuzione, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €236 milioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere

garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari calcolati su dati del bilancio consolidato di Eni, la cui inosservanza consente alla banca di chiedere il rimborso anticipato. Al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.664 milioni e a €1.953 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie di €17.965 milioni (€19.003 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano il programma di Euro Medium-Term Notes per complessivi €16.963 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €1.002 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)					da	a	da	a
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.500	16	1.516	EUR	2019			4,125
Eni SpA	1.200	17	1.217	EUR	2025			3,750
Eni SpA	1.000	37	1.037	EUR	2020			4,250
Eni SpA	1.000	32	1.032	EUR	2018			3,500
Eni SpA	1.000	27	1.027	EUR	2029			3,625
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR	2020			4,000
Eni SpA	1.000	8	1.008	EUR	2023			3,250
Eni SpA	1.000	7	1.007	EUR	2026			1,500
Eni SpA	900	(6)	894	EUR	2024			0,625
Eni SpA	800	1	801	EUR	2021			2,625
Eni SpA	800	(2)	798	EUR	2028			1,625
Eni SpA	750	13	763	EUR	2019			3,750
Eni SpA	750	7	757	EUR	2024			1,750
Eni SpA	750	4	754	EUR	2027			1,500
Eni SpA	700		700	EUR	2022			0,750
Eni SpA	650	(1)	649	EUR	2025			1,000
Eni SpA	600	(6)	594	EUR	2028			1,125
Eni Finance International SA	507	15	522	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	295	3	298	EUR	2028	2043	3,875	5,441
Eni Finance International SA	155	1	156	YEN	2019	2037	1,955	2,810
Eni Finance International SA	417	(3)	414	USD	2026			variabile
	16.774	189	16.963					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	375	3	378	USD	2020			4,150
Eni SpA	292		292	USD	2040			5,700
Eni USA Inc	333	(1)	332	USD	2027			7,300
	1.000	2	1.002					
	17.774	191	17.965					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.199 milioni e riguardano Eni SpA per €1.795 milioni ed Eni Finance International SA per €404 milioni. Nel corso del 2017 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie per €1.817 milioni di euro

e riguardano Eni SpA per €1.403 milioni ed Eni Finance International SA per €414 milioni.

Le informazioni relative al prestito obbligazionario convertibile emesso da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)								
Società emittente								
Eni SpA	400	(13)	387	EUR	2022			0,000
	400	(13)	387					

Tale prestito obbligazionario prevede una formula equity-linked cash-settled non diluitivo con un valore di rimborso legato al prezzo di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti hanno la facoltà di esercitare il diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa, senza effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio

di prezzo, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options).

Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2017 (€ milioni)	Tasso medio %	31.12.2016 (€ milioni)	Tasso medio %
Euro	20.094	2,4	21.545	2,7
Dollaro USA	1.694	4,8	1.587	5,2
Sterlina inglese	521	5,3	540	5,3
Yen giapponese	156	2,6	171	2,6
	22.465		23.843	

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.802 milioni, di cui €750 milioni scadenti nel 2018 (€6.236 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium-Term Notes, grazie

al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.764 milioni (€25.358 milioni al 31 dicembre 2016) e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Obbligazioni ordinarie	19.219	20.501
Obbligazioni convertibili	410	435
Banche	4.021	4.244
Altri finanziatori	114	178
	23.764	25.358

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra -0,2% e 2,5% [-0,2% e 2,6% al 31 dicembre 2016].

ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicata nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	7.363		7.363	5.674		5.674
B. Attività finanziarie destinate al trading	6.012		6.012	6.166		6.166
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	207		207	238		238
D. Liquidità (A+B+C)	13.582		13.582	12.078		12.078
E. Crediti finanziari	209		209	385		385
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	201		201	155		155
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	801	3.200	4.001	272	4.014	4.286
H. Prestiti obbligazionari	1.445	16.907	18.352	2.959	16.427	19.386
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	164		164	191		191
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.877		1.877	3.050		3.050
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	40	72	112	48	123	171
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	4.528	20.179	24.707	6.675	20.564	27.239
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	(9.263)	20.179	10.916	(5.788)	20.564	14.776

Le attività finanziarie destinate al trading di €6.012 milioni (€6.166 milioni al 31 dicembre 2016) sono illustrate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €207 milioni (€238 milioni al 31 dicembre 2016) sono non strumentali all'attività operativa e si riferiscono alla società assicurativa di gruppo Eni Insurance DAC.

I crediti finanziari di €209 milioni (€385 milioni al 31 dicembre 2016) sono a breve termine e non strumentali all'attività operativa.

Le variazioni dell'indebitamento finanziario lordo si analizzano come segue:

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Totale
Valore al 31.12.2016	23.843	3.396	27.239
Flussi di cassa	(1.131)	(581)	(1.712)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(236)	(574)	(810)
Altre variazioni non monetarie	(11)	1	(10)
Valore al 31.12.2017	22.465	2.242	24.707

30 | Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo esodi agevolati	Fondo contratti onerosi	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione OIL	Fondo dismissioni e ristrutturazioni	Altri fondi(*)	Totale
Valore al 31.12.2016	8.419	2.691	954	732	207	176	165	153	88	58	253	13.896
Accantonamenti		217	567	162	181	9		46		16	193	1.391
Rilevazione iniziale e variazione stima	370											370
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	271	(9)	1			1	2				(2)	264
Utilizzi a fronte oneri	(289)	(237)	(281)	(225)	(190)	(17)	(99)			(13)	(75)	(1.426)
Utilizzi per esuberanza	(10)	(17)	(50)	(52)		(32)	(1)	(10)	(3)		(25)	(200)
Differenze cambio da conversione	(646)	(1)	(95)	(66)			(7)	(7)	(1)		(11)	(834)
Altre variazioni	11	9	11	(24)	7	3			(8)	4	(27)	(14)
Valore al 31.12.2017	8.126	2.653	1.107	527	205	140	60	182	76	65	306	13.447

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €8.126 milioni accoglie la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production (€7.649 milioni). Le revisioni iniziali e variazione stima di €370 milioni comprendono gli effetti del decremento della curva dei tassi di attualizzazione, in particolare del dollaro USA, dell'iscrizione delle nuove obbligazioni sorte nell'esercizio e la revisione in aumento delle stime dei costi abbandono. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €271 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,1% e 5,9% (-0,01% e 5,8% al 31 dicembre 2016). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 45 anni.

Il fondo rischi ambientali di €2.653 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei

suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita a Syndial SpA per €2.119 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €326 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi di €1.107 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a

contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Exploration & Production per €494 milioni e nel settore Gas & Power per €457 milioni.

Il fondo per imposte di €527 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€499 milioni).

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €205 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte

di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €157 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo esodi agevolati di €140 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano attivate in esercizi precedenti.

Il fondo per contratti onerosi di €60 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso ed accoglie in particolare le perdite attese dal mancato utilizzo di infrastrutture per il trasporto del gas. Gli utilizzi di €99 milioni si riferiscono essenzialmente agli oneri sostenuti per il mancato utilizzo di infrastrutture per la rigassificazione e trasporto del gas.

31 | Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
TFR	284	298
Piani esteri a benefici definiti	409	276
FISDE e altri piani medici esteri	122	124
Altri fondi per benefici ai dipendenti	207	170
	1.022	868

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita e il piano di incentivazione di lungo termine. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di parametri di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro-rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2017					31.12.2016				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
(€ milioni)										
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	298	895	124	170	1.487	281	1.240	156	153	1.830
Costo corrente		24	2	54	80		28	2	56	86
Interessi passivi	3	29	2	1	35	6	34	3	1	44
Rivalutazioni:	(6)	54	(1)	3	50	19	22	(17)	1	25
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)			(14)	(2)	(2)	(1)	(2)	(7)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		3	69	11	30	(2)	2	41
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(3)	(1)		(5)	10	(6)	(14)	1	(9)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)		30	29		(7)	2	(3)	(8)
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
Benefici pagati	(10)	(37)	(5)	(37)	(89)	(8)	(33)	(6)	(31)	(78)
Riclassifica ad attività destinate alla vendita		(12)		(2)	(14)					
Variazione dell'area di consolidamento	(1)	(15)	(1)	(3)	(20)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		59	1	(9)	51		(390)	(16)	(7)	(413)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	284	997	122	207	1.610	298	895	124	170	1.487
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		619			619		707			707
Interessi attivi		20			20		20			20
Rendimento delle attività a servizio del piano		12			12		42			42
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione							(3)			(3)
Contributi al piano:		24			24		25			25
- Contributi dei dipendenti		1			1		1			1
- Contributi del datore di lavoro		23			23		24			24
Benefici pagati		(25)			(25)		(19)			(19)
Variazione dell'area di consolidamento		(15)			(15)					
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(47)			(47)		(153)			(153)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		588			588		619			619
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	284	409	122	207	1.022	298	276	124	170	868

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €177 milioni e di €60 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I piani esteri a benefici definiti di €409 milioni (€276 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €334 milioni (€184 milioni al 31 dicembre 2016).

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti €207 milioni (€170 milioni al

31 dicembre 2016) riguardano: (i) piani a benefici definiti per €13 milioni riferiti al fondo gas (€12 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) piani a benefici a lungo termine per €194 milioni (€158 milioni al 31 dicembre 2016) riferiti agli incentivi monetari differiti per €120 milioni (€99 milioni al 31 dicembre 2016), ai premi di anzianità per €22 milioni (€28 milioni al 31 dicembre 2016), al piano di incentivazione di lungo termine per €13 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2016), al piano isopensione per €28 milioni e agli altri piani a lungo termine per €11 milioni (€17 milioni al 31 dicembre 2016).

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2017					
Costo corrente		24	2	54	80
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)		30	29
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	3	29	2	1	35
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	9	2	1	15
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2		14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				3	3
Totale	3	32	4	88	127
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		23	2	88	113
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	9	2		14
2016					
Costo corrente		28	2	56	86
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)	2	(3)	(5)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	34	3	1	44
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(20)			(20)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	14	3	1	24
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	6	38	7	53	104
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		24	4	53	81
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	14	3		23

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017				2016				
	TFR	Piani esteri ai benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Rivalutazioni:									
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		(14)		(14)	(2)	(2)	(1)	1	(4)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(5)	71		66	11	30	(2)	1	40
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	(3)	(1)	(5)	10	(6)	(14)		(10)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(12)		(12)		(42)			(42)
	(6)	42	(1)	35	19	(20)	(17)	2	(16)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2017									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	16	48	329	10	9	60	13	100	585
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	16	48	329	10	9	60	16	100	588
31.12.2016									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	105	49	270	11	1	65	14	101	616
- con prezzi non quotati in mercati attivi							3		3
	105	49	270	11	1	65	17	101	619

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso

e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2017					
Tasso di sconto	(%)	1,5	0,6-15,5	1,5	0,0-1,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,5	1,5-13,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,5	0,6-14,8	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	
2016					
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,6-17,5	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0	1,0-15,0		
Tasso d'inflazione	(%)	1,0	0,6-13,5	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2017						
Tasso di sconto	(%)	1,5-1,8	0,6-2,5	3,7-15,5	4,1-8,0	0,6-15,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-3,7	5,0-13,5	1,5-10,0	1,5-13,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-1,9	0,6-3,4	3,7-14,8	1,5-4,8	0,6-14,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-24	22-24	13-17		13-24
2016						
Tasso di sconto	(%)	1,0-2,0	0,6-2,7	3,5-17,5	7,3-8,1	0,6-17,5
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,0-3,0	2,3-3,8	5,0-15,0	7,8-10,0	1,0-15,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,0-1,8	0,6-3,4	3,5-13,5	5,0-5,5	0,6-13,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21-22	23-24	13-15		13-24

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei Paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elabora-

zione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è coerente con il tasso di sconto adottato e determinato sulla base dell'inflazione implicita riscontrabile su titoli dei mercati finanziari.

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
(€ milioni)						
31.12.2017						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(13)	14	9			
Piani esteri a benefici definiti	(72)	79	24	20		13
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	7			7	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1			
31.12.2016						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(15)	16	10			
Piani esteri a benefici definiti	(57)	66	33	15		23
FISDE e altri piani medici esteri	(7)	8			8	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(2)	2	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €123 milioni, di cui €59 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici sanitari	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2017				
2018	16	47	5	66
2019	17	65	5	60
2020	18	70	5	46
2021	17	79	5	8
2022	14	84	5	6
Oltre	202	64	97	31
31.12.2016				
2017	13	31	5	37
2018	14	44	5	59
2019	15	33	5	52
2020	17	33	5	3
2021	19	38	5	3
Oltre	220	97	99	42

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicata:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici sanitari	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2017					
Duration media ponderata	anni	10,1	17,5	13,7	3,0
2016					
Duration media ponderata	anni	10,3	17,9	13,9	3,4

32 | Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €4.269 milioni (€4.286 milioni al 31 dicembre 2016).

(€ milioni)	Passività per imposte differite
Valore al 31.12.2016	6.667
Incrementi	1.171
Decrementi	(835)
Differenze di cambio da conversione	(1.123)
Altre variazioni	20
Valore al 31.12.2017	5.900

Le passività per imposte differite e le attività per imposte anticipate si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite	10.169	10.953
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.269)	(4.286)
	5.900	6.667
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.078)	(3.790)
Passività per imposte differite nette	1.822	2.877

Le passività nette per imposte differite di €1.822 milioni (€2.877 milioni al 31 dicembre 2016) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati

di copertura cash flow hedge (€57 milioni di imposte differite); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€19 milioni di imposte anticipate).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Passività per imposte differite		
- ammortamenti eccedenti	8.323	8.899
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	1.106	1.269
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	305	348
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	70	81
- altre	365	356
	10.169	10.953
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.240)	(4.722)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(2.747)	(2.881)
- ammortamenti non deducibili	(2.164)	(2.260)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.404)	(1.413)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(801)	(906)
- over/under lifting	(395)	(270)
- benefici ai dipendenti	(194)	(163)
- utili infragruppo	(130)	(118)
- altre	(534)	(965)
	(13.609)	(13.698)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.262	5.622
Attività per imposte anticipate nette	(8.347)	(8.076)
Passività nette per imposte differite	1.822	2.877

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate nette	Passività nette per imposte differite
2017					
Valore iniziale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)	2.877
Incrementi	1.171	(2.341)	212	(2.129)	(958)
Decrementi	(835)	1.588	(349)	1.239	404
Differenze di cambio da conversione	(1.123)	862	(202)	660	(463)
Altre variazioni	3	(20)	(21)	(41)	(38)
Valore finale	10.169	(13.609)	5.262	(8.347)	1.822
2016					
Valore iniziale	10.780	(12.307)	5.099	(7.208)	3.572
Incrementi	1.796	(2.994)	667	(2.327)	(531)
Decrementi	(1.486)	1.208	(254)	954	(532)
Differenze di cambio da conversione	229	(185)	80	(105)	124
Altre variazioni	(366)	580	30	610	244
Valore finale	10.953	(13.698)	5.622	(8.076)	2.877

I decrementi delle passività nette per imposte differite di €404 milioni comprendono €115 milioni di svalutazioni nette di attività per imposte anticipate per effetto della riforma fiscale negli USA.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde ad un'aliquota del 24% per le imprese italiane e ad un'aliquota media del 36,7% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a €12.773 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €13.545 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €10.097 milioni e a società estere per €2.676 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €2.421 milioni e €2.819 milioni.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate di €5.262 milioni è riferito a società italiane per €3.947 milioni e a società estere per €1.315 milioni.

33 | Altre passività non correnti

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati	91	161
Passività per imposte sul reddito	36	35
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	9	9
Depositi cauzionali	255	265
Altri debiti	45	51
Altre passività	1.043	1.247
	1.479	1.768

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 34 - Strumenti finanziari derivati.

I depositi cauzionali di €255 milioni (€265 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano per €215 milioni (€224 milioni al 31 dicembre 2016) depositi ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Le altre passività di €1.043 milioni (€1.247 milioni al 31 dicembre

2016) comprendono la quota a lungo termine di €584 milioni (€664 milioni al 31 dicembre 2016) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 28 – Altre passività correnti.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

34 | Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	170	86	2	188	268	2
- Interest currency swap	41	45	2	38	83	2
- Outright	3	5	2	17	15	2
	214	136		243	366	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest currency swap	9	5	2	10	12	2
	9	5		10	12	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	796	771	1	624	611	1
- Over the counter	81	97	2	133	120	2
- Opzioni					1	2
- Altro	1	2	2	4	5	2
	878	870		761	737	
	1.101	1.011		1.014	1.115	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	683	829	2	1.495	1.490	2
- Future	395	390	1	561	574	1
- Opzioni	133	114	2	211	157	2
	1.211	1.333		2.267	2.221	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	227	21	2	309	150	2
- Future	35		1	1	18	1
	262	21		310	168	
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	16	16	2	46	46	2
Totale contratti derivati lordi	2.590	2.381		3.637	3.550	
Compensazione	(1.279)	(1.279)		(1.281)	(1.281)	
Totale contratti derivati netti	1.311	1.102		2.356	2.269	
Di cui:						
- correnti	1.231	1.011		2.248	2.108	
- non correnti	80	91		108	161	

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda operazioni sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario. Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di

approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 36 – Patrimonio netto e n. 40 – Costi operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili di €16 milioni riguardano il prestito obbligazionario equity-linked cash-settled. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine. La compensazione degli strumenti finanziari derivati di €1.279 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) è riferita ad Eni Trading & Shipping SpA per €1.144 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e ad Eni Trading & Shipping Inc per €135 milioni (€136 milioni al 31 dicembre 2016).

Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

35 | Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €323 milioni e €87 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. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €241 milioni (di cui attività correnti €31 milioni) e €65 mi-

lioni (di cui passività correnti €27 milioni); (ii) la cessione da parte di Lasmo Sanga Sanga del ramo d'azienda relativo alla quota del 26,25% (intera quota posseduta) nel PSA del giacimento a gas e condensati di Sanga Sanga. I valori d'iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili del ramo d'azienda ammontano rispettivamente a €53 milioni (di cui attività correnti €37 milioni) e €22 milioni (di cui passività correnti €10 milioni); (iii) la cessione del 50% (intera quota posseduta) della partecipazione nella joint venture Unimar Llc e di attività materiali e partecipazioni minoritarie per un valore di iscrizione complessivo di €29 milioni.

36 | Patrimonio netto

Interessenze di terzi

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
EniPower Mantova SpA	4	5	23	21
Adriaplin Doo	2	2	14	13
Serfactoring SpA	(3)		12	15
	3	7	49	49

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	183	189
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale		4
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(114)	(112)
Altre riserve	280	211
Riserva per differenze cambio da conversione	4.818	10.319
Azioni proprie	(581)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	35.966	40.367
Acconto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
Utile (perdita) dell'esercizio	3.374	(1.464)
	48.030	53.037

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2017, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2016).

Il 13 aprile 2017, l'Assemblea ordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato la distribuzione del dividendo di €0,40 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2016 di €0,40 per azione. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2016 ammonta perciò a €0,80.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie di €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani e benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81
Variazione dell'esercizio 2017	(59)	14	(45)	(5)	1	(4)	(33)	29	(4)	(97)	44	(53)
Differenze cambio							(1)	3	2	(1)	3	2
Rigiro dell'esercizio 2017	53	(14)	39							53	(14)	39
Riserva al 31.12.2017	240	(57)	183				(133)	19	(114)	107	(38)	69
Riserva al 31.12.2015	(637)	163	(474)	9	(1)	8	(111)	10	(101)	(739)	172	(567)
Variazione dell'esercizio 2016	360	(90)	270	(3)		(3)	16	(35)	(19)	373	(125)	248
Differenze cambio							(4)	12	8	(4)	12	8
Rigiro dell'esercizio 2016	523	(130)	393	(1)		(1)				522	(130)	392
Riserva al 31.12.2016	246	(57)	189	5	(1)	4	(99)	(13)	(112)	152	(71)	81

Altre riserve

Le altre riserve di €280 milioni (€211 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);

- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);
- per €90 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (€21 milioni al 31 dicembre 2016);
- per €4 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 48,55% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2016);

- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,99% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni

ordinarie Eni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo 2017 di €1.441 milioni pari a €0,40 per azione è stato deliberato il 14 settembre 2017 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile. L'acconto è stato messo in pagamento il 20 settembre 2017.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2017 comprende riserve distribuibili per circa €43,2 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

[€ milioni]	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	3.586	4.521	42.529	41.935
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	(466)	(5.480)	6.110	12.384
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(1)	(44)	145	240
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	202	(188)	719	461
- eliminazione di utili infragruppo	(88)	(56)	(807)	(801)
- imposte sul reddito differite e anticipate	144	(210)	(617)	(1.133)
	3.377	(1.457)	48.079	53.086
Interessenze di terzi	(3)	(7)	(49)	(49)
Come da bilancio consolidato	3.374	(1.464)	48.030	53.037

37 | Altre informazioni

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

[€ milioni]	2017	2016	2015
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	166	6.526	44
Attività non correnti	814	8.615	125
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(252)	(5.415)	(77)
Passività correnti e non correnti	(205)	(6.334)	(45)
Effetto netto dei disinvestimenti	523	3.392	47
Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		7	(34)
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		(1.006)	
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	2.148	11	66
Interessenze di terzi		(1.872)	
Totale prezzo di vendita	2.671	532	79
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9)	(894)	(6)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.662	(362)	73

I disinvestimenti 2017 riguardano: (i) la cessione a ExxonMobil del 25% del permesso esplorativo Area 4 nell'offshore del Mozambico dove sono state rinvenute significative risorse a gas per le quali sono in corso i progetti di sviluppo, in particolare nel 2017 è stata finalizzata la FID del progetto Coral FLNG. L'incasso della cessione è stato di €2.362 milioni ai quali si aggiunge l'accollo della corrispondente frazione dei debiti finan-

ziari del ramo d'azienda ceduto di €264 milioni; (ii) la cessione del 100% della società consolidata di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV che operano nelle attività Gas & Power Retail in Belgio con un incasso di €302 milioni e disponibilità liquide ed equivalenti cedute di €8 milioni.

38 | Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		5.594	5.594		5.868	5.868
Imprese controllate non consolidate		181	181		246	246
Imprese in joint operation consolidate		1	1		1	1
Imprese in joint venture e collegate	6.124	3.922	10.046	6.124	2.112	8.236
Altri		352	352		202	202
	6.124	10.050	16.174	6.124	8.429	14.553

Le garanzie di €16.174 milioni (€14.553 milioni al 31 dicembre 2016) aumentano di €1.621 milioni per effetto, essenzialmente, delle garanzie rilasciate a beneficio delle parti terze che hanno gli obblighi contrattuali di costruire e finanziare l'unità di Floating Production di LNG ai fini dello sviluppo delle riserve gas della scoperta Coral nel permesso Area 4 nell'offshore del Mozambico. Eni è operatore con una quota del 25% del progetto attraverso la partecipazione azionaria del 35,71% nella joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) a valle della cessione, perfezionata lo scorso dicembre, a ExxonMobil del 50% della partecipazione precedentemente posseduta. Il progetto Coral ha ottenuto la FID il 1° giugno 2017 a seguito della firma rispettivamente: (i) del contratto di Engineering Procurement Construction Installation and Commissioning (EPCIC) per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (Floating LNG - FLNG) con il consorzio TJS (Technip - JGC - Samsung Heavy Industries) del valore di \$5.248 milioni, pari a €4.375 milioni; (ii) degli accordi di project financing con Export Credit Agencies (Sace, BPI, K-Exim, K-Sure e Sinosure) e banche commerciali dell'ammontare complessivo di \$4.676 milioni, pari a €3.898 milioni. L'impianto FLNG della capacità di produzione di circa 3,37 milioni di tonnellate/anno di LNG sarà di proprietà della società di scopo Coral FLNG SA partecipata da Eni inizialmente al 50% e attualmente al 25% successivamente all'ingresso di ExxonMobil nella compagine societaria. Tale società di scopo eseguirà un servizio di liquefazione del gas, stoccaggio e caricamento su navi metaniere a beneficio dei Concessionari dell'EPCIC di Area 4, gli upstreamer. Il gas liquefatto sarà venduto alla società petrolifera BP sulla base di un contratto di lungo termine con clausola di take-or-pay della durata di 20 anni con l'opzione di estenderne la durata fino ad altri dieci anni consecutivi (LNG Sale and Purchase Agreement). A copertura degli obblighi contrattuali derivanti dal contratto di EPCIC Eni, tramite una propria controllata, ha emesso a beneficio del Consorzio TJS una Parent Company Guarantee pro-quota a copertura di eventuali pagamenti non onorati da parte di Coral FLNG SA fino all'ammontare massimo di \$1.312 milioni, pari a €1.094 milioni, corrispondenti al 25% del valore del contratto. Il valore della garanzia decresce nel corso della durata del contratto in accordo alla struttura dei pagamenti. Nella fase relativa alla costruzione e messa in esercizio dell'impianto FLNG, il project financing sarà assistito dalla garanzia di rimborso (cosiddetta "Debt Service Undertaking" - "DSU") per un valore massimo stimato di \$6.400 milioni, pari a \$1.600 milioni (€1.334 milioni) in proporzione alla quota del 25% di partecipazione di Eni all'iniziativa industriale. Nella fase di esercizio dell'impianto, una volta superati tutti i performance test richiesti dai lender, tale garanzia sarà rilasciata e il finanziamento diventerà interamente non recourse nei confronti degli

Sponsor e dei Concessionari. Nella fase di esercizio, le garanzie a favore dei lender saranno limitate al solo perimetro del progetto, senza dare in garanzia le riserve gas, con rimborso del finanziamento e dei costi accessori in base al meccanismo del "pay-when-paid", secondo cui il rimborso avverrà in base agli incassi derivanti dalle vendite dell'LNG generato dal progetto al long-term buyer, senza obbligo per Eni e per gli altri Sponsor e Concessionari di ripianare eventuali deficit. Inoltre, gli Sponsor hanno sottoscritto, direttamente o mediante proprie affiliate, una linea di credito, impegnandosi ognuno pro-quota a finanziare: (i) gli esborsi equity di competenza di ENH fino ad un importo massimo di \$500 milioni, pari a €417 milioni (\$139 milioni pari a €116 milioni in quota Eni); (ii) la quota di DSU di spettanza ENH fino ad un importo massimo di \$640 milioni, pari a €533 milioni (\$178 milioni pari a €148 milioni in quota Eni 25%). Infine, in base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del primo piano di sviluppo delle riserve del permesso, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di \$1.500 milioni, pari a €1.250 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp ed ENH) e degli altri due soci della joint operation Mozambico Rovuma Venture SpA, ciascuno proporzionalmente al proprio participating interest, diretto o indiretto, nell'EPCIC di Area 4, in particolare pari rispettivamente al 20% e al 25% per i due soci della joint operation, CNPC e ExxonMobil, quest'ultima a seguito dell'acquisto di Eni del 35,7% della joint operation perfezionato nel dicembre 2017.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €5.594 milioni (€5.868 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.312 milioni (€1.965 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.201 milioni (€1.380 milioni al 31 dicembre 2016); (iii) la garanzia bancaria di €1.010 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciata a GasTerra

al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016; (iv) rischi assicurativi per €137 milioni che Eni ha riassicurato (€141 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €5.563 milioni (€5.784 milioni al 31 dicembre 2016). Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €181 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €176 milioni (€240 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €12 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2016).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €10.046 milioni (€8.236 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (collegata Saipem); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluso il gruppo Saipem, garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente

assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.623 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €1.334 milioni riferiti alle garanzie rilasciate nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €2.122 milioni (€1.705 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €1.094 milioni relativi agli impegni assunti per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nell'ambito del progetto di sviluppo riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico e €1.008 milioni rilasciati nell'interesse del gruppo Saipem (€1.705 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €2.594 milioni (€2.109 milioni al 31 dicembre 2016).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €352 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano essenzialmente: (i) la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse di ENH per lo sviluppo della scoperta Coral nell'offshore del Mozambico per €148 milioni (\$178 milioni in quota Eni 25%); (ii) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €169 milioni (€193 milioni al 31 dicembre 2016). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €224 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2016).

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Impegni	14.498	20.682
Rischi	691	605
	15.189	21.287

Gli impegni di €14.498 milioni (€20.682 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.289 milioni (€12.415 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) gli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO per €4.344 milioni al 31 dicembre 2016 sono stati azzerati a seguito dell'avvio dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana operati attraverso le suddette navi FPSO la cui acquisizione in leasing operativo hanno comportato l'iscrizione dei canoni futuri non cancellabili nella tabella "Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali" della presente sezione; (iii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc nei confronti rispettivamente della società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031) e della società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della relativa capacità di rigassificazione del terminale per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per un termine analogo. Tali impegni contrattuali stimati rispettivamente in €2.113 milioni e €948 milioni (€2.541 milioni e €1.156 milioni al 31 dicembre 2016) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di

sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €128 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2016); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €691 milioni (€605 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €235 milioni (€334 milioni al 31 dicembre 2016); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €456 milioni (€271 milioni al 31 dicembre 2016).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa \$16 miliardi (€13,3 miliardi), pur non costituendo un riferimento valido per valorizza-

re la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con la Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA/Consociate) alla linea di business Gas & LNG Marketing and Power che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading

Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta.

Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il man-

tenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di

carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/ copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione

tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Linee di Business trasferiscono all'unità di Portfolio Management il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come

la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso degli esercizi 2014-2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2017 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2016) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).

[Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%]

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,76	1,72	2,38	2,58	5,27	2,55	3,62	3,42
Tasso di cambio ^(a)	0,57	0,08	0,22	0,26	0,34	0,04	0,14	0,17

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA ed Eni Finance USA Inc.

[Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%]

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	21,14	5,15	12,24	5,15	19,03	4,23	10,24	9,41
Trading ^(b)	2,29	0,21	0,79	0,66	2,58	0,27	0,87	1,35

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale, consociate estere delle Divisioni operative e, a partire da ottobre 2016, dell'area di business Eni gas e luce. Per quanto riguarda le aree di business Gas & Power, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP e di EGL nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ul-

timi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale

gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione [in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage); (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine; e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità], garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine

scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (ii) fronteggiare fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.

Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Positive per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel 2017 sono stati emessi bond per €1,8 miliardi nell'ambito del programma di Euro Medium Term Notes.

Al 31 dicembre 2017, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.625 milioni di cui €41 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.802 milioni, di cui €750 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi e alle passività per strumenti finanziari derivati.

Anni di scadenza	Anni di scadenza						Totale
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	
(€ milioni)							
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine	2.000	4.084	2.857	1.279	1.246	10.810	22.276
Passività finanziarie a breve termine	2.242						2.242
Passività per strumenti finanziari derivati	1.011	64	10	1	16		1.102
	5.253	4.148	2.867	1.280	1.262	10.810	25.620
Interessi su debiti finanziari	582	511	411	304	250	1.455	3.513
Garanzie finanziarie	473						473
Anni di scadenza	Anni di scadenza						Totale
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	
31.12.2016							
Passività finanziarie a lungo termine	2.988	2.090	4.044	2.914	1.285	10.332	23.653
Passività finanziarie a breve termine	3.396						3.396
Passività per strumenti finanziari derivati	2.108	36	76		46	3	2.269
	8.492	2.126	4.120	2.914	1.331	10.335	29.318
Interessi su debiti finanziari	696	557	486	386	277	1.605	4.007
Garanzie finanziarie	84						84

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Anni di scadenza	Anni di scadenza			
	2018	2019-2022	Oltre	Totale
31.12.2017				
Debiti commerciali	10.890			10.890
Altri debiti e anticipi	5.858	19	26	5.903
	16.748	19	26	16.793
Anni di scadenza	Anni di scadenza			
	2017	2018-2021	Oltre	Totale
31.12.2016				
Debiti commerciali	11.038			11.038
Altri debiti e anticipi	5.665	29	22	5.716
	16.703	29	22	16.754

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative: (i) ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di riti-

rare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management; (ii) ai contratti di leasing operativo di unità FPSO nel settore Exploration & Production, tra le quali in particolare le navi FPSO che operano i progetti Offshore Cape Three Points in Ghana e il Blocco 15/06 in Angola della durata compresa tra i 12 e i 21 anni.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Anni di scadenza	Anni di scadenza						
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)							
	883	525	485	371	329	1.939	4.532
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)							
	348	411	398	375	207	13.047	14.786
Costi relativi a fondi ambientali							
	317	311	282	228	178	1.357	2.673
Impegni di acquisto^(c)							
	10.989	9.862	8.223	8.233	8.071	62.452	107.830
- Gas							
Take-or-pay	8.644	8.708	7.452	7.542	7.553	60.345	100.244
Ship-or-pay	1.272	760	516	468	380	1.291	4.687
- Altri impegni di acquisto con clausola ship-or-pay	110	99	87	73	59	161	589
- Altri impegni di acquisto ^(d)	963	295	168	150	79	655	2.310
Altri Impegni							
	11	3	2	2	2	108	128
- Memorandum di intenti Val d'Agri	11	3	2	2	2	108	128
	12.548	11.112	9.390	9.209	8.787	78.903	129.949

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base al contratto.

(d) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €948 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €31,6 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un

progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	2018	2019	2020	2021	Oltre	Totale
Impegni per investimenti committed	6.309	5.688	4.717	3.375	3.770	23.859

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017			2016		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	6.012	(111)		6.166	(21)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	209	793		87	(465)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	73			75		
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	207	9	(4)	238	9	(4)
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(c)	15.583	(958)		17.324	(1.116)	
- Crediti finanziari ^(a)	1.918	(116)		2.328	128	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	16.793	(51)		16.754	287	
- Debiti finanziari ^(a)	24.707	(1.137)		27.239	(291)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(e)		(42)	(6)		(524)	883

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €44 milioni di oneri (proventi per €17 milioni nel 2016) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €837 milioni di proventi (oneri per €482 milioni nel 2016).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €933 milioni di oneri (oneri per €840 milioni nel 2016) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €25 milioni di oneri (oneri per €276 milioni nel 2016) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per €54 milioni di oneri (oneri per €523 milioni nel 2016) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €12 milioni di proventi (oneri per €1 milione nel 2016) (componente time value).

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2017			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	16.952	1.215	15.737
Altre attività correnti	2.852	1.279	1.573
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.963	1.215	16.748
Altre passività correnti	2.794	1.279	1.515
31.12.2016			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	18.489	896	17.593
Altre attività correnti	3.872	1.281	2.591
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	17.599	896	16.703
Altre passività correnti	3.880	1.281	2.599

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) per €1.279 milioni (€1.281 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di attività e passività correnti per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €1.144 milioni (€1.145 milioni al 31 dicembre 2016) e di Eni Trading & Shipping Inc per €135 milioni (€136 milioni

al 31 dicembre 2016); (ii) per €1.215 milioni (€896 milioni al 31 dicembre 2016) la compensazione di crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €1.041 milioni (€845 milioni al 31 dicembre 2016) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €174 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2016).

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà EniChem Agricoltura nel 1991. Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti ed è stata effettuata la messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura per l'ulteriore corso e l'eventuale richiesta di rinvio a giudizio. La difesa ha presentato richiesta di archiviazione, mentre il Comune di Crotone si è costituito parte offesa. La Procura di Crotone ha notificato avviso di chiusura delle indagini preliminari. Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica dell'area denominata "Farina Trappeto". La società ha presentato un nuovo progetto di bonifica già ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente.
- (ii) **Syndial SpA e Versalis SpA – Sito di Porto Torres.** Nel 2011 la Procura di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Nel 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. A esito dell'udienza preliminare il Tribunale di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. A seguito di ricorso in Cassazione della Procura, la Corte ha riconosciuto la fondatezza della questione di legittimità costituzionale circa i termini di prescrizione

per il reato di disastro e ha accolto l'istanza, trasmettendo gli atti alla Corte Costituzionale. La Corte Costituzionale ha dichiarato non fondata la questione, ritenendo che la parificazione dei termini prescrizionali per l'ipotesi dolosa e la corrispondente ipotesi colposa sia espressione di una non irragionevole discrezionalità legislativa sull'assunto che, in rapporto a determinati delitti colposi che suscitano particolare allarme sociale – come il disastro – la complessità degli accertamenti necessari giustifichi un allungamento dei termini di prescrizione. Si è in attesa della remissione degli atti alla Corte di Cassazione e successivamente alla Procura di Sassari.

- (iii) **Syndial SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Syndial) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Syndial e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto tutti gli indagati Syndial e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Syndial ad un anno e pena sospesa per il reato di disastro ambientale limitatamente al periodo agosto 2010/gennaio 2011. Nessun riferimento è stato effettuato dal Giudice all'eventuale inefficacia della barriera idraulica e degli interventi di messa in sicurezza di emergenza su cui si fondava la posizione della Procura. La difesa ha presentato appello.
- (iv) **Syndial SpA – Discarica di Minciareda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciareda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Syndial è contestata anche la violazione del D.Lgs. 231/01. Con riferimento alla procedura di bonifica dell'area Minciareda, nel gennaio 2016 la Conferenza di Servizi Decisoria ha approvato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde dell'area di Minciareda. Syndial ha ottenuto le necessarie autorizzazioni ministeriali e giudiziarie per avviare i lavori. È stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari.
- (v) **Syndial SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres [1].** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatiche" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Syndial è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. Le indagini sono in corso.
- (vi) **Syndial SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres [2].** Nel 2015 la Procura di Sassari ha disposto il sequestro probatorio dei sistemi di contenimento (BULK) delle acque meteoriche dilavanti l'area "palte fosfatiche", acque raccolte da Syndial sulla base del prov-

vedimento di autorizzazione rilasciato dal Prefetto e dal Tribunale di Sassari. Ai medesimi indagati è stato altresì notificato avviso di garanzia per i reati di omessa bonifica e gestione non autorizzata di rifiuti radioattivi. La Procura ha disposto l'interruzione delle operazioni di raccolta, regimazione e copertura dell'area palte già peraltro autorizzate. Syndial ha presentato istanza di prosecuzione attività al Tribunale di Sassari. Le indagini sono in corso.

- (vii) **Syndial SpA – Clorosoda.** Procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti di società riconducibili al Gruppo Eni, che ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette. I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal Giudice lo svolgimento di una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. La relazione predisposta dai periti nominati dal Giudice esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-dicloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. A seguito della perizia la Procura ha emesso l'avviso di conclusione delle indagini preliminari in relazione a 4 casi, contestando il reato di lesioni personali e formulato la richiesta di rinvio a giudizio solo in relazione alla specifica vicenda che riguarda un ex lavoratore nel frattempo deceduto. Rispetto all'iniziale contestazione, che aveva ad oggetto numerosi (oltre cento) casi di lesioni personali e omicidio colposo, il procedimento dunque si è ridimensionato. A seguito dell'udienza preliminare del giugno 2017 il Giudice ha accolto le argomentazioni difensive e ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati; la Procura ha proposto appello.
- Anche in relazione al procedimento stralcio avente ad oggetto i 4 casi anzidetti il Giudice ha pronunciato la sentenza di non luogo a procedere.

- (viii) **Syndial SpA – Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Syndial ha concluso alcuni accordi transattivi. Nel novembre 2016 il Giudice ha assolto gli imputati per tutti i casi contestati ad eccezione di uno, per il quale ha emesso sentenza di condanna per 6 dei 15 imputati. Le difese degli imputati, la Procura e le parti civili hanno proposto appello. In attesa di fissazione udienza.

- (ix) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto puntuali episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento pende in fase di prima udienza dibattimentale.
- (x) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Oli Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione ha riguardato una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, che ha emesso dapprima un provvedimento temporaneo di dissequestro degli impianti per l'esecuzione delle modifiche e poi, a esito di sopralluogo dei consulenti della Procura, il dissequestro definitivo. Una volta ottenute le necessarie autorizzazioni ministeriali e regionali, nell'agosto 2016 Eni ha riavviato la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 e su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nel maggio 2016 si era conclusa l'indagine della Procura con la richiesta di rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la Società. L'udienza preliminare si è conclusa nell'aprile 2017 con la conferma del rinvio a giudizio per tutti gli imputati e la persona giuridica. Il processo si è aperto nel novembre 2017 e ad oggi pende in fase dibattimentale.
- (xi) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Oli Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di

Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato per le quali indaga la Procura in fattispecie delittuose di disastro, morte e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Considerato il livello di rischio, nel dicembre 2017 Eni ha proposto richiesta di incidente probatorio sul tema salute che è stata respinta.

(xii) Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.

Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite da Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio, mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – allo stato scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è in corso il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, che è stato approvato da tutti gli Enti competenti. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di inquinamento ambientale nei confronti del precedente e dell'attuale Responsabile del COVA, del Responsabile HSE e dell'Operation Manager in carica al momento del fatto. Le indagini sono in corso. In data 18 aprile 2017 Eni ha di propria iniziativa sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale del 19 aprile. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento. Sono in corso le trattative per il risarcimento dei danni lamentati dai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la società ha presentato Ricorso Straordinario al Presidente della Repubblica avverso le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco del 30 ottobre 2017 e del 15 dicembre 2017 con le quali si chiede ad Eni di integrare il Rapporto di Sicurezza ed. 2016 con la valutazione del top event "perdite dai fondi dei serbatoi di stoccaggio del greggio". Con il ricorso Eni ha replicato a tale nota precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dall'evento dimostrano che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

1.2. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) Syndial SpA - Risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore (Pieve Vergonte).** Nel maggio 2003 il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte nel periodo 1990-1996. Con la sentenza di primo grado del luglio 2008, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial al predetto risarcimento, quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Syndial ha appellato la predetta sentenza ritenendola fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto e comunque assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando elementi che potessero giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero. Nel corso del giudizio di appello il CTU ha convalidato le attività dei tavoli tecnici svolti dalla società con gli Enti tecnici nazionali e locali e ha ritenuto che (i) nessuna ulteriore misura di riparazione primaria debba essere realizzata; (ii) non vi è stato alcun impatto significativo e misurabile sui servizi e le risorse ecologiche che debba essere oggetto di riparazione compensativa o complementare: l'unico impatto registrabile riguarda la pesca, anche in ragione delle ordinanze di divieto che sono state emesse dagli enti locali, e tale impatto può essere ripristinato con le misure proposte da Syndial per un valore complessivo di circa €7 milioni; (iii) esclude fermamente la necessità così come l'opportunità, sotto il profilo giuridico e scientifico, di una attività di dragaggio mentre conferma la correttezza, tecnico-scientifica, dell'approccio di Syndial con MNR (monitoraggio del natural recovery) che stima in 20 anni. Nel marzo 2017 la Corte di Appello, confermando la valutazione del CTU: (i) ha escluso l'applicazione del risarcimento per equivalente monetario (art. 18 Legge 349/1986); (ii) ha annullato la precedente condanna di Syndial a oltre €1,8 miliardi, e richiesto da parte di Syndial l'esecuzione del Progetto Operativo di Bonifica (POB) per la parte relativa agli interventi sulle acque sotterranee, nonché alcune misure di riparazione compensativa. Il valore delle misure di riparazione individuate dalla Corte, quantificato per la sola ipotesi di mancata o imperfetta esecuzione da parte di Syndial delle stesse, è stimato in circa €9,5 milioni. Si precisa che il POB è stato presentato da Syndial, approvato dagli Enti e già in corso di esecuzione (nonché coperto dai relativi fondi); (iii) ha respinto tutte le altre domande del Ministero (inclusa quella per danno non patrimoniale). Successivamente al termine dell'esercizio di riferimento, in data 4 aprile 2018 il Ministero dell'Ambiente ha notificato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello.
- (ii) Syndial SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare,

le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni. L'atto, che le società coinsediate hanno impugnato nel dicembre 2017, costituisce formale messa in mora ai fini dell'azione di danno ambientale.

(iii) **Eni SpA – Syndial SpA – Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Syndial ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di 33 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni condotte dai periti del Tribunale e dai periti di parte hanno prodotto valutazioni tecniche molto distanti fra loro, pertanto non è stato raggiunto un accordo conciliativo. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. I giudizi pendono nella fase dell'istruttoria.

(iv) **Syndial SpA – Risarcimento del danno ambientale (sito di Cengio).** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio, i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali. Nel febbraio 2014 il Tribunale ha ordinato di procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee. L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli Enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale che prosegue con la fase della CTU.

(v) **Syndial SpA e Versalis SpA – Comune di Melilli.** Nel maggio 2014 è stato notificato a Syndial e Versalis un atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli per asserito danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva. In particolare, l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare

rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso una discarica non autorizzata di proprietà di un terzo (a circa 2 km dall'abitato di Melilli). La pretesa ammonta a €500 milioni, richiesta in via solidale alle due società del Gruppo e alla società gestore della discarica. Con sentenza pubblicata nel giugno 2017, il giudice ha accolto tutte le istanze difensive di Syndial e Versalis ritenendo le richieste del Comune inammissibili per carenza di legittimazione attiva e comunque infondate o non provate e condannandolo al rimborso delle spese di giudizio. Nel settembre 2017 il Comune ha proposto appello chiedendo di rimettere in istruttoria la causa con l'ammissione di una CTU, nonché la sospensione della provvisoria esecutività della sentenza di primo grado.

(vi) **Eni – Raffineria di Gela SpA – EniMed SpA – Syndial SpA.** Nel dicembre 2015, 273 cittadini di Gela hanno presentato un ricorso ex art. 700 c.p.c. per chiedere che il Tribunale disponesse la fermata di tutte le attività produttive delle società del Gruppo Eni presenti nella piana di Gela al fine di porre fine all'impatto ambientale delle stesse sull'ambiente circostante e sulla salute della popolazione locale. I ricorrenti hanno chiesto altresì di nominare dei commissari ai quali affidare la gestione della fermata degli impianti e la prosecuzione degli interventi di bonifica dell'area. Inoltre è stato chiesto di ordinare al Comune di Gela, quale Autorità competente in materia di tutela sanitaria, di adottare ogni provvedimento ritenuto utile a preservare la salute della popolazione locale. L'iniziativa giudiziaria trae origine dalla presunta situazione di generale compromissione ambientale del sito e dalla conseguente necessità di tutelare la popolazione da seri rischi per la salute. L'iniziativa è stata promossa anche a seguito di talune relazioni tecniche depositate dai periti del Tribunale in un procedimento pre-contenzioso volto ad accertare la sussistenza di un nesso causale tra l'inquinamento di origine industriale e le malformazioni registrate nella città di Gela. A seguito di articolata istruttoria, nel dicembre 2017 il Tribunale di Gela ha rigettato tutte le richieste dei ricorrenti, condannandoli al pagamento delle spese processuali. Avverso tale provvedimento è stato proposto reclamo.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

(i) **Eni SpA – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Nel gennaio 2013 Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni, di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet

fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo). In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva. Nel maggio 2014 il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano che, nel settembre 2017 ha stabilito che, quanto alle domande di Alitalia in A.S.: (i) per il periodo 1998 - fine 2004 si sono prescritte; (ii) per il periodo successivo al giugno 2006 non si debba dar luogo ad alcun ulteriore accertamento, essendo Alitalia venuta meno ai propri oneri di allegazione; (iii) per il solo periodo compreso tra il dicembre 2004 ed il giugno 2006 verrà espletata apposita consulenza tecnica d'ufficio (CTU). A fronte di questo contenzioso è stato effettuato un accantonamento al fondo rischi legali e oneri.

- (ii) **Arbitrato Eni/GasTerra.** Nel 2013 Eni ha avviato un arbitrato nei confronti di GasTerra, in base ad un contratto di fornitura gas stipulato nel 1986, per una revisione del prezzo applicato alle forniture di gas del periodo 2012-2015, concordando altresì con GasTerra l'applicazione di un prezzo provvisorio fino alla definizione di un nuovo prezzo contrattuale per accordo o per lodo arbitrale. Il lodo arbitrale non ha accolto la domanda di Eni, senza tuttavia determinare il nuovo prezzo applicabile al contratto nel periodo di riferimento. GasTerra ritiene che il lodo arbitrale, non accogliendo la domanda di Eni, ripristini l'originario prezzo contrattuale e, sulla base di questo, richiede ad Eni il pagamento di una somma che rappresenta la differenza tra il prezzo contrattuale e il prezzo provvisorio. Eni invece, anche sulla base dei pareri dei suoi consulenti esterni, non ritiene corretta tale interpretazione del lodo. GasTerra, tuttavia, sulla base della propria interpretazione, ha avviato una procedura arbitrale ed ha richiesto ed ottenuto dal giudice olandese un provvedimento cautelare provvisorio di sequestro, in particolare, della partecipazione in Eni International BV (che al 30 giugno 2016 presentava net assets in ottica consolidata di €34,7 miliardi) detenuta da Eni a fronte di un asserito credito di €1,01 miliardi. Al fine di ottenere il dissequestro delle azioni di Eni International BV, Eni ha offerto a GasTerra, che ha accettato, una garanzia bancaria pari all'importo richiesto (che rimarrà in vigore fino al lodo che deciderà sul merito). Il provvedimento d'urgenza, concesso dopo un'analisi sommaria, senza contraddittorio tra Eni e GasTerra non costituisce, secondo il diritto olandese, un'anticipazione della decisione sul merito della controversia. Il merito della vicenda è oggetto di una nuova procedura arbitrale.

3. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **EniPower SpA.** Nel 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture

di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente, che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex D.Lgs. 231/2001. Nell'agosto 2007 la Procura ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower e Snamprogetti per la successiva archiviazione. Il procedimento pertanto è proseguito a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Eni, EniPower e Snamprogetti si sono costituite parte civile. Nel settembre 2011 il Tribunale di Milano ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni in solido tra loro e alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili, ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte e ha pronunciato l'assoluzione per altri 15 imputati. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/2001, il Giudice ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando la sanzione amministrativa pecuniaria e la corrispondente confisca, ma ha escluso la costituzione di parte civile di Eni, EniPower e Saipem nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Le parti condannate hanno proposto appello e nell'ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha confermato la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Cassazione ha annullato la sentenza della Corte d'Appello rimandando ad altra sezione, che ha nuovamente confermato la sentenza di primo grado, ferme restando le statuizioni della precedente sentenza di appello non oggetto di annullamento, in cui può includersi, ragionevolmente, la dichiarazione di prescrizione dei reati. Si è in attesa del deposito delle motivazioni.

- (ii) **Algeria.** Sono pendenti in Italia ed all'estero procedimenti su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati dall'ex controllata Saipem in Algeria. Nel 2011 Eni ha ricevuto dalla Procura di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste dal D.Lgs. n. 231/2001, che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa tramite la allora "Divisione E&P") su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura. Nel novembre 2012 la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex D.Lgs. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Successivamente la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire

documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento: in particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, il cui rapporto di lavoro con Saipem è cessato a inizio 2013. Nel febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura di Milano e contestualmente è stata notificata ad Eni informativa di garanzia ex D.Lgs. 231/2001. Dagli atti si è appreso che la Procura aveva esteso le indagini anche nei confronti dell'ex Amministratore Delegato, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni). Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda. Nel corso del 2013, i consulenti esterni hanno effettuato:

- la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;
- la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni, che hanno confermato l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni nel periodo di riferimento. I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'Autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti. Nel gennaio 2015 è stato emesso dalla Procura di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa) per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/2001), aventi ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è stato contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni ulteriori

analisi ed approfondimenti che hanno confermato le conclusioni raggiunte in precedenza. Nel febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio di tutti gli indagati per i reati indicati, mentre nell'ottobre 2015 il Tribunale di Milano ha emesso sentenza di non luogo a procedere nei confronti di Eni, dell'ex AD e del Chief Upstream Officer della Società per tutte le ipotesi di reato oggetto di contestazione. Nel febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano avverso il provvedimento di non luogo a procedere, ha annullato la sentenza impugnata e ha disposto la trasmissione degli atti ad un nuovo Giudice presso il Tribunale di Milano. All'esito della nuova udienza preliminare, nel luglio 2016 il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, inclusa Eni. All'udienza del 26 febbraio 2018 il Pubblico Ministero, nel concludere la propria requisitoria, ha chiesto - tra l'altro - la condanna di Eni al pagamento di una sanzione pecuniaria. Seguirà la discussione delle difese delle persone fisiche e delle persone giuridiche coinvolte. Allo stato è pertanto in corso il giudizio di primo grado.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia già alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

- (iii) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso il Tribunale di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel Blocco 245 in Nigeria". Eni ha assicurato la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anti-corruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2014 la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese. Poiché l'atto era stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni, si era desunto che gli stessi fossero stati iscritti nel registro

degli indagati presso la Procura di Milano. All'udienza del settembre 2014 presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza il sequestro è stato confermato.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, degli attuali CEO, Chief Development, Operation & Technology Officer e Direttore International Negotiations di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il GIP ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG, che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. Il processo è stato rinviato all'udienza del 14 maggio 2018 innanzi ad altra Sezione del Tribunale di Milano, designata per la trattazione del procedimento. Sulle richieste di costituzione di parte civile si deciderà in quella sede.

Nel gennaio 2017 la controllata Eni Nigerian Agip Exploration Ltd ("NAE") ha ricevuto copia di un provvedimento della Federal High Court di Abuja con il quale viene disposto su richiesta della Economic and Financial Crime Commission ("EFCC") un sequestro temporaneo ("Order") della licenza OPL 245, in pendenza del procedimento per asseriti reati di corruzione e riciclaggio di denaro in corso in Nigeria. NAE, unitamente al suo partner, ha tempestivamente depositato presso la stessa Corte istanza di revoca del provvedimento di sequestro. Nel marzo 2017 la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro. Successivamente Eni è venuta a conoscenza dell'avvenuto deposito delle contestazioni formulate da parte della EFCC e ne ha messo una copia a disposizione dei legali statunitensi incaricati della verifica indipendente di cui sopra. Questi ultimi hanno in sintesi concluso che le ulteriori verifiche da loro effettuate confermano le conclusioni delle precedenti, in base alle quali non è emersa alcuna evidenza di condotta illecita da parte di Eni in relazione all'acquisizione della licenza OPL 245 dal Governo Nigeriano.

- (iv) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art. 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di

documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate dal 2012 ad oggi con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta notificata e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Nell'aprile 2018 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione ed al Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

4. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine:

(i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriaziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Costatazione per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,55 milioni e nel maggio 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha emesso il relativo avviso di pagamento, prontamente impugnato dalla Società innanzi alla Commissione Tributaria di I grado di Roma. Nel marzo 2018 è stato depositato il dispositivo della sentenza con la quale la Commissione ha accolto il ricorso presentato da Eni avverso la contestazione di omesso versamento di accise. La sentenza condanna altresì l'Agenzia delle Dogane alle spese di giudizio;

(ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla Raffineria di Stagno (Livorno);

(iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Quest'ultimo procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e nel quale il primo procedimento è confluito, riguardante fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza, con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. Anche

il procedimento pendente innanzi alla Procura di Prato era stato riunito nel marzo 2015 al procedimento di Roma. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti dell'allora ex Direttore Generale della "Divisione R&M". I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente, tuttavia l'accertamento in questione riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale. Nel marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura di Roma nell'ambito del medesimo procedimento, per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise. Nel settembre 2015 la Procura di Roma ha disposto un accertamento tecnico al fine di verificare la rispondenza dei software installati presso alcune testate metriche sequestrate in precedenza con quelli depositati dal fabbricante metrico terzo presso il Ministero dello Sviluppo Economico. Gli accertamenti tecnici si sono conclusi con la verifica della conformità dei software analizzati. In questa occasione si è appreso che il procedimento è stato esteso ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti della Società. Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata.

Eni continua a fornire la massima collaborazione all'Autorità Giudiziaria. Nel dicembre 2017 sono stati nominati nell'ambito del procedimento consulenti tecnici di rinomata professionalità e competenza, ai fini della verifica di integrità sui siti interessati dal sequestro e i cui esiti saranno oggetto di confronto con l'Autorità Giudiziaria. Le verifiche sono in corso.

Nel marzo 2018 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso di conclusione delle indagini preliminari inerente il procedimento penale n. 7320/2014 relativo ai siti Calenzano, Livorno, Sannazaro, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona. All'esito delle indagini, per quanto di interesse di Eni, il procedimento coinvolge gli allora responsabili di deposito/direttori di raffinerie sopra indicati per i reati di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise, alterazione/rimozione di sigilli, uso/detenzione di misure/pesi con falsa impronta; inoltre, in capo ad alcuni addetti di deposito ed il loro responsabile è contestata un'ipotesi di frode processuale.

(ii) Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.

In data 6 febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubbli-

co Ministero. Dal provvedimento risulta indagato, tra gli altri, l'ex Chief Legal and Regulatory Affairs di Eni, attualmente Chief Gas & LNG Marketing and Power Officer della Società. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

Inoltre, Eni non risulta essere oggetto d'indagine.

5. Contenziosi fiscali

Contenziosi fiscali chiusi

Italia

Eni SpA

- (i) **Contestazione per omesso pagamento ICI/IMU relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono pendenti alcuni procedimenti tributari aventi ad oggetto la contestazione da parte di amministrazioni comunali dell'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativa a piattaforme offshore per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali prospicienti il territorio di tali comuni. Il lungo contenzioso di questa materia si è concluso dal punto di vista del diritto con la sentenza della Corte di Cassazione del 2016 relativa al contenzioso tributario con il Comune di Pineto, ribadita di lì a poco in un analogo contenzioso con un altro operatore petrolifero, che ha stabilito l'assoggettabilità all'imposta delle piattaforme petrolifere installate nelle acque territoriali, nonché la determinazione della base imponibile sulla base dei valori contabili e non di quelli di sostituzione e la non applicabilità di sanzioni. Con gli enti territoriali che hanno concordato sulla determinazione di una base imponibile equa e che hanno rinunciato a ogni pretesa di sanzioni, così come stabilito dalla Cassazione nel contenzioso con il Comune di Pineto, sono stati chiusi i contenziosi ed altri sono in via di definizione. Sulla base dell'aspettativa del management di concludere positivamente le conciliazioni, in bilancio è stato stanziato un fondo imposte.
- (ii) **Accise.** È stata definita una transazione con l'Agenzia delle Dogane che chiude in maniera definitiva il contenzioso relativo all'asserita sottrazione al pagamento di accise (nel periodo 2003-2008) su 650 milioni smc. La pretesa iniziale dell'Agenzia era di €114 milioni di omesse imposte, alle quali si aggiungevano interessi per €20 milioni e sanzioni per €34 milioni. Pur riconoscendo che tale minor volume dichiarato è attribuibile alla differenza di potere calorico tra le quantità di gas naturale prodotte/acquistate e quelle vendute, confermata in sede tecnico-scientifica, l'Agenzia ha mantenuto la contestazione poiché tale fenomeno non ha ancora trovato espressa regolamentazione normativa o indicazioni di prassi. Tale posizione è stata da ultimo ribadita dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano alla quale Eni aveva fatto ricorso, che però a conferma della fondatezza delle argomentazioni Eni oltre a riconoscere prescritte le annualità 2003 e 2004, ha disapplicato interamente le sanzioni, riducendo la pretesa impositiva a 78 milioni di euro (rispetto ai 168 contestati dall'Agenzia). Eni e l'Agenzia hanno concordato per una somma prossima a quella indicata dalla Commissione Tributaria.

Esteri

- (iii) **Angola.** È stato definito tra le società petrolifere internazionali operanti in Angola, tra le quali Eni, e le Autorità tributarie del Paese

un accordo transattivo globale che pone fine a una serie di dispute protrattesi per circa 15 anni in materia di deducibilità di alcuni costi sostenuti dai contrattisti nello svolgimento delle attività petrolifere in regime di PSA, nonché di timing di deducibilità degli investimenti in progress. Tale accordo prevede il riconoscimento alle Autorità angolane di parte dei maggiori imponibili contestati sotto forma di petroleum income taxes. Per quanto riguarda Eni, i fondi esistenti nell'opening balance sono risultati capienti per sostenere gli oneri di competenza della suddetta transazione globale.

6. Contenziosi legali chiusi

- (i) **Eni SpA – Sito di Praia a Mare.** Si tratta del procedimento penale che era stato aperto presso la Procura di Paola avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato. Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo, lesioni colpose, disastro ambientale e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli Enti territoriali. Nel dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. La Procura e le parti civili hanno proposto appello. Nel settembre 2017 la Corte d'Appello ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado.
- (ii) **Syndial SpA – Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono state oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial. I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la Società e i dipendenti. Syndial ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha definito con i Comuni interessati delle transazioni per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate, chiudendo definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria nei confronti degli stessi. Le attività di bonifica sono state completate e il procedimento è stato archiviato nel maggio 2017.
- (iii) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura di Milano aveva avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultavano indagati Eni, ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231, alcuni dirigenti ed un ex dirigente della Società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq. Infatti nel giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in

particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appaltante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni". Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni e a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini sono risultati altresì indagati un ulteriore dipendente della Società e altri fornitori. Nell'aprile 2012 la Procura di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il Giudice ha rigettato, ritenendola infondata, la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura e ha respinto l'appello di quest'ultima, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni abbia subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni. Anche sulla base di tale provvedimento, nel marzo 2014 la difesa di Eni ha presentato istanza di archiviazione. La Procura ha presentato richiesta di archiviazione per le persone fisiche, accolta dal Giudice nel gennaio 2017 e nel marzo 2017 il procedimento è stato archiviato anche per la persona giuridica Eni.

- (iv) **Blocco Marine XII (Congo).** Nel luglio 2015 Eni ha ricevuto una richiesta di produzione documentale emessa dal Department of Justice ("DoJ") degli USA in relazione agli asset "Marine XII" in Congo e ai rapporti intrattenuti con alcune persone fisiche e società. Dai primi contatti informali intercorsi tra i legali americani incaricati da Eni e il DoJ, è emerso che l'atto si inseriva in un contesto di indagine più ampio, nei confronti di parti terze. Eni ha completato la trasmissione della documentazione richiesta dal DoJ.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività

di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del De-

creto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2013 in Europa ha preso il via la terza fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione alle installazioni è rappresentato dalla vendita all'asta, in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico, per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2017 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,47 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 8,53 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,94 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

39 | Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	66.920	55.764	72.290
Variazione dei lavori in corso di ordinazione	(1)	(2)	(4)
	66.919	55.762	72.286

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Accise	11.378	11.913	11.889
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	4.702	4.441	5.609
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.675	1.553	1.643
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	994	878	1.154
	18.749	18.785	20.295

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	3.288	14	459
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	166	238	253
Locazioni e affitti di azienda	84	81	85
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	42	72	36
Indennizzi	9	122	36
Altri proventi ^(*)	469	404	383
	4.058	931	1.252

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le plusvalenze da vendita di attività materiali, immateriali e rami d'azienda di €3.288 milioni riguardano per €1.985 milioni la cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico e per €1.281 milioni la cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto. Gli indennizzi 2016 di €122 milioni riguardano il

parziale risarcimento del danno patrimoniale registrato a seguito dell'incidente occorso all'impianto di conversione EST presso la raffineria di Sannazzaro.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

40 | Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	35.907	27.783	39.812
Costi per servizi	12.228	12.727	13.197
Costi per godimento di beni di terzi	1.684	1.672	2.205
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	886	505	644
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	145	240	278
Altri oneri	1.844	1.512	1.135
	52.694	44.439	57.271
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(224)	(297)	(323)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(18)	(100)
	52.461	44.124	56.848

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa del settore Exploration & Production che ammontano a €273 milioni (€204 milioni e €254 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e canoni per contratti di leasing operativo per €1.022 milioni (€566 milioni e €635 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015). I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €185 milioni (€161 milioni e €176 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti

petroliferi per €674 milioni (€572 milioni e €865 milioni e rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

Gli altri oneri di €1.844 milioni (€1.512 milioni e €1.135 milioni e rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono l'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali da parte del settore Gas & Power per €446 milioni (€399 milioni e €549 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015), prevalentemente relativo al business retail.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Pagabili entro:			
1 anno	883	593	495
da 2 a 5 anni	1.710	1.040	1.061
oltre 5 anni	1.939	785	809
	4.532	2.418	2.365

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione e produzione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti possono prevedere opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi. L'incremento di €2.114 milioni rispetto al 2016 dei pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili è dovuto per €2.280 milioni agli impegni assunti dal settore Exploration & Production a fronte di contratti di leasing di navi FPSO a seguito dell'avvio nel 2017 dei progetti di sviluppo in Angola e in Ghana.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €886 milioni (€505 milioni e €644 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €375 milioni (accantonamenti netti di €55 milioni e di €179 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €200 milioni (accantonamenti netti di €198 milioni e €232 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 30 – Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi	2.447	2.491	2.648
Oneri sociali	441	445	453
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	113	81	85
Altri costi	162	202	182
	3.163	3.219	3.368
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(202)	(215)	(203)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(10)	(10)	(46)
	2.951	2.994	3.119

Gli altri costi di €162 milioni (€202 milioni e €182 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono oneri per esodi agevolati per €18 milioni (€47 milioni e €31 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) e oneri per programmi a contributi definiti per €90 milioni (€83 milioni e

€86 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 31 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2017		2016		2015	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	995	17	1.018	18	1.044	17
Quadri	9.089	98	9.160	109	9.091	108
Impiegati	16.721	371	17.180	384	17.685	379
Operai	5.659	285	5.703	294	5.895	303
	32.464	771	33.061	805	33.715	807

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo; l'anno 2015 non comprende i dipendenti delle discontinued operations (gruppo Saipem). Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti

con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio; coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period.

Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group")²⁶ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento²⁷; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero

(26) Il Peer Group è composto dalla seguenti società: Anadarko, Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, ExxonMobil, Marathon Oil, Royal Dutch Shell, Statoil e Total.

(27) La condizione di performance connessa con il TSR ai fini dei principi contabili internazionali rappresentata una cd. market condition.

delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposta ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla data di attivazione del piano (cd. grant date) sono state attribuite n. 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 7,99 euro per azione.

In particolare, la determinazione del valore di mercato è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,81 per azione), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (5,79% del prezzo dell'azione determinato considerando i dividendi annunciati nei 12 mesi precedenti l'attribuzione), considerando la volatilità del titolo (25,12%),

le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

Il costo relativo a Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019, rilevato come componente del costo lavoro, ammonta a €0,4 milioni con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €43 milioni, €44 milioni e €42 milioni rispettivamente per il 2017, il 2016 e il 2015 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi	25	26	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2	2
Altri benefici a lungo termine	9	12	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	7	4	2
	43	44	42

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €14,5 milioni, €7,1 milioni e €6,7 milioni rispettivamente per gli esercizi 2017, 2016 e 2015.

I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,760 milioni, €0,738 milioni e €0,551 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2017, 2016 e 2015.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in

altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	12	(1)	2
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(44)	17	(487)
	(32)	16	(485)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power. I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity, di trading sui prez-

zi delle commodity e per attività di trading proprietario per €44 milioni di oneri netti (proventi netti per €36 milioni e oneri netti per €471 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015); (ii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production per oneri netti di €19 milioni e di €16 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

AMMORTAMENTI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ammortamenti:			
- attività materiali	7.199	7.308	8.646
- attività immateriali	286	253	303
	7.485	7.561	8.949
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(2)	(2)	(9)
	7.483	7.559	8.940

Gli ammortamenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE

(€ milioni)	2017	2016	2015
Svalutazioni:			
- attività materiali	848	1.067	5.993
- attività immateriali	14		544
	862	1.067	6.537
a dedurre:			
- riprese di valore di attività materiali	(1.055)	(1.153)	(3)
- riprese di valore di attività immateriali	(32)	(389)	
	(225)	(475)	6.534

Le svalutazioni (riprese di valore) nette sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

RADIAZIONI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Radiazioni:			
- attività materiali	239	289	678
- attività immateriali	24	61	10
	263	350	688

Le radiazioni sono analizzate per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

41 | Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	3.924	5.850	8.635
Oneri finanziari	(5.886)	(6.232)	(10.104)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3
	(2.073)	(403)	(1.466)
Strumenti finanziari derivati	837	(482)	160
	(1.236)	(885)	(1.306)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(638)	(639)	(740)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(111)	(21)	3
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(113)	(118)	(98)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	16	37	2
- Interessi attivi verso banche	12	15	19
	(834)	(726)	(814)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	3.549	5.579	8.400
- Differenze passive di cambio	(4.454)	(4.903)	(8.754)
	(905)	676	(354)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	143	120
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	73	106	166
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(264)	(312)	(291)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(271)	(290)	(293)
	(334)	(353)	(298)
	(2.073)	(403)	(1.466)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Strumenti finanziari derivati su valute	809	(494)	96
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	28	(12)	31
Opzioni		24	33
	837	(482)	160

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €837 milioni (oneri netti per €482 milioni e proventi netti per €160 milioni rispettivamente nel 2016 e nel 2015) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli ef-

fetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. I proventi netti su opzioni del 2016 di €24 milioni (proventi per €33 milioni nel 2015) riguardano: (i) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile in azioni Snam SpA per €26 milioni di proventi (proventi per €33 milioni nel 2015) dovuto al rigiro per chiusura a conto economico del valore al 31 dicembre 2015 dell'opzione implicita sul prestito obbligazionario convertibile; (ii) il fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile equity-linked non diluitivo per €2 milioni di oneri.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 47 – Rapporti con parti correlate.

42 | Proventi (oneri) su partecipazioni

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	124	77	150
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(353)	(370)	(615)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(38)	(33)	(6)
	(267)	(326)	(471)

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 20 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 46 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2017	2016	2015
Dividendi	205	143	402
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	163	[14]	164
Altri proventi (oneri) netti	[33]	[183]	10
	335	[54]	576

I dividendi di €205 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €167 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €21 milioni.

I dividendi relativi al 2016 di €143 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €76 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co per €45 milioni.

I dividendi relativi al 2015 di €402 milioni si riferiscono alla Nigeria LNG Ltd per €222 milioni, alla Saudi European Petrochemical Co per €69 milioni, alla Snam SpA per €72 milioni e alla Galp Energia SGPS SA per €21 milioni.

Le plusvalenze nette da vendite di €163 milioni riguardano la cessione del 100% del capitale sociale di Eni Gas & Power NV e della sua controllata Eni Wind Belgium NV.

Le minusvalenze nette da vendite relative al 2016 di €14 milioni riguardano: (i) la minusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 2,22% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Snam SpA; (ii) la plusvalenza di €11 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Hungaria Zrt e di Eni Slovenja Doo; (iii) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 30% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Pokrovskoe Petroleum BV e del 60% del capitale sociale (intera quota posseduta) di Zagoryanska Petroleum BV.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2015 di €164 milioni riguardano: (i) la plusvalenza di €98 milioni relativa alla cessione dell'8% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA; (ii) la plusvalenza di €46 milioni relativa alla cessione del 6,03% del capitale sociale di Snam SpA; (iii) la plusvalenza di €32 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Česká

Republika Sro; (iv) la plusvalenza di €31 milioni relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Romania Srl; (v) la plusvalenza di €6 milioni relativa alla cessione del 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC); (vi) la plusvalenza di €1 milione relativa alla cessione del 100% del capitale sociale di Eni Slovensko Spol Sro; (vii) la minusvalenza di €47 milioni relativa alla cessione del 76% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas Cuyana SA, del 6,84% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas Cuyana SA, del 25% (intera quota posseduta) di Inversora de Gas del Centro SA e del 31,35% (intera quota posseduta) di Distribuidora de Gas del Centro SA.

Gli altri oneri netti di €33 milioni comprendono la svalutazione relativa alle partecipate Unión Fenosa Gas SA per €35 milioni.

Gli altri oneri netti relativi al 2016 di €183 milioni comprendono svalutazioni per €162 milioni relative alle partecipate Unión Fenosa Gas SA (€84 milioni), PetroSucre SA (€65 milioni) e Genomatica Inc (€13 milioni).

Gli altri proventi netti relativi al 2015 di €10 milioni comprendono: (i) il provento relativo all'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale di 77,7 milioni di azioni Snam SpA per €49 milioni per le quali era stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39; (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo copertura perdite di €10 milioni relativo alla società Caspian Pipeline Consortium R - Closed Joint Stock Company; (iii) la svalutazione di €49 milioni della partecipazione Unión Fenosa Gas SA.

43 | Imposte sul reddito

(€ milioni)	2017	2016	2015
Imposte correnti:			
- imprese italiane	712	195	155
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.167	2.671	4.015
- imprese estere	142	133	218
	4.021	2.999	4.388
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	[464]	[243]	881
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	[162]	[813]	[2.156]
- imprese estere	72	[7]	9
	[554]	[1.063]	[1.266]
	3.467	1.936	3.122

Le imposte correnti relative alle imprese italiane di €712 milioni riguardano l'Ires per €26 milioni, l'Irap per €20 milioni e imposte estere per €666 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (27,5% per gli anni 2016 e 2015) e l'onere fiscale effettivo è la seguente:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Utile ante imposte	6.844	892	(4.277)
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	27,5	27,5
Imposte teoriche	1.643	245	(1.176)
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	1.882	1.152	2.576
- effetto delle svalutazioni delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	(96)	397	1.514
- effetto tassazione dividendi infragruppo	1	87	114
- effetto Irap delle società italiane	77	42	100
- effetto tassazione delle plusvalenze (minusvalenze) da cessione di partecipazioni	(177)	8	(39)
- effetto rideterminazione addizionale Ires prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	61		
- effetti relativi alle discontinued operations			(288)
- altre motivazioni	76	5	321
	1.824	1.691	4.298
Imposte effettive	3.467	1.936	3.122

Nel 2017, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.882 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.811 milioni.

Nel 2016, la maggiore tassazione delle imprese estere di €1.152 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €1.211 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €397 milioni è riferito alle società italiane e riguarda essenzialmente la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

Nel 2015, la maggiore tassazione delle imprese estere di €2.576 milioni riguarda il settore Exploration & Production per €2.410 milioni e comprende

l'effetto relativo alle svalutazioni di attività per imposte anticipate per effetto scenario di €1.058 milioni. L'effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di €1.514 milioni è riferito alle società italiane e riguarda la svalutazione delle attività per imposte anticipate dovuta alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri e la riduzione dell'aliquota Ires dal 27,5% al 24% con decorrenza dal 1° gennaio 2017. L'effetto Irap delle società italiane di €100 milioni comprende €54 milioni di svalutazioni di attività per imposte anticipate connesse alla minore recuperabilità a causa del ridimensionamento dei redditi imponibili futuri.

44 | Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.601.140.133 (stesso ammontare negli esercizi 2016 e 2015).

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2017 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 1.691.413 per l'esercizio 2017. Negli anni 2016 e 2015 non ci sono azioni di potenziale emissione con effetti diluitivi sui risultati.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	2017	2016	2015
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.601.140.133	3.601.140.133	3.601.140.133
Numero di azioni potenziali a fronte del piano ILT azionario	1.691.413		
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.602.831.546	3.601.140.133	3.601.140.133
Utile netto di competenza Eni (milioni di €)	3.374	(1.464)	(8.778)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,94	(0,41)	(2,44)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,94	(0,41)	(2,44)
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (milioni di €)	3.374	(1.051)	(7.952)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)	0,94	(0,29)	(2,21)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)	0,94	(0,29)	(2,21)
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (milioni di €)		(413)	(826)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in € per azione)		(0,12)	(0,23)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in € per azione)		(0,12)	(0,23)

45 | Esplorazione e valutazione di risorse oil&gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative al settore Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione	9	4	68
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:			
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal	252	170	617
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	273	204	254
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	525	374	871
Attività immateriali: diritti e potenziale esplorativo	995	1.092	735
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	1.860	2.818	2.637
Totale attività materiali e immateriali	2.855	3.910	3.372
Fondo abbandono e ripristino siti relativo all'attività di esplorazione e valutazione	81	118	131
Investimenti esplorativi (flusso di cassa da attività d'investimento)	442	417	566
Costi per prospezioni geologiche e geofisiche (flusso di cassa da attività operativa)	273	204	254
Totale effort esplorativo	715	621	820

46 | Informazioni per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Al 31 dicembre 2017 Eni è organizzata nei seguenti segmenti operativi:

Exploration & Production: comprende le attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio e gas naturale, inclusa la partecipazione a progetti di conversione del gas naturale in GNL.

Gas & Power: comprende le attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso e al dettaglio, acquisto e commercializzazione di GNL e acquisto, produzione e vendita di energia elettrica all'ingrosso e al dettaglio. Il settore Gas & Power comprende anche l'attività di acquisto e commercializzazione di greggi e prodotti petroliferi in

funzione delle esigenze dell'attività di raffinazione di Eni e l'attività di trading di commodity energetiche (petrolio, gas naturale, energia elettrica, certificati di emissione, ecc.) per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini industriali e commerciali in un'ottica integrata sia di ottimizzazione.

Refining & Marketing e Chimica: comprende le attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Syndial. I risultati della Direzione Energy Solutions, impegnata nello sviluppo del business dell'energia da fonti rinnovabili, sono compresi nell'aggregato Corporate e Altre attività poiché tale segmento operativo non soddisfa la soglia di rilevanza quantitativa prevista dall'IFRS 8 per essere un autonomo reportable segment.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale	Discontinued operations		Continuing operations
								Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	
(€ milioni)										
2017										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	19.525	50.623	22.107		1.462					
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.394)	(10.777)	(2.336)		(1.291)					
Ricavi da terzi	7.131	39.846	19.771		171		66.919			66.919
Risultato operativo	7.651	75	981		(668)	(27)	8.012			8.012
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	479	(20)	182		245		886			886
Ammortamenti	6.747	345	360		60	(29)	7.483			7.483
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(158)	(146)	54		25		(225)			(225)
Radiazioni	260	2	1				263			263
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(99)	(10)	(57)		(101)		(267)			(267)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	66.661	11.058	11.599		1.108	(610)	89.816			
Attività non direttamente attribuibili							25.112			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.234	509	321		1.447		3.511			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.273	8.851	4.005		4.053	(306)	33.876			
Passività non direttamente attribuibili							32.973			
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.739	142	729		87	(16)	8.681			
2016										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	16.089	40.961	18.733		1.343					
a dedurre: ricavi infrasettori	(9.711)	(8.898)	(1.605)		(1.150)					
Ricavi da terzi	6.378	32.063	17.128		193		55.762			55.762
Risultato operativo	2.567	(391)	723		(681)	(61)	2.157			2.157
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	123	50	171		438	(277)	505			505
Ammortamenti	6.772	354	389		72	(28)	7.559			7.559
Svalutazioni (riprese di valore) nette	(700)	81	104		40		(475)			(475)
Radiazioni	153	2	195				350			350
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(198)	19	(3)		(144)		(326)			(326)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	75.716	12.014	10.712		1.146	(520)	99.068			
Attività non direttamente attribuibili							25.477			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.626	592	289		1.533		4.040			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.433	8.923	3.968		3.939	(332)	33.931			
Passività non direttamente attribuibili							37.528			
Investimenti in attività materiali e immateriali	8.254	120	664		55	87	9.180			
2015										
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	21.436	52.096	22.639	11.507	1.468					
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.115)	(9.917)	(2.007)	(1.243)	(1.314)					
Ricavi da terzi	9.321	42.179	20.632	10.264	154		82.550	(10.264)		72.286
Risultato operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(694)	(497)	(23)	(4.998)	694	1.228	(3.076)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	221	41	148	104	226	8	748	(104)		644
Ammortamenti	8.080	363	454	618	71	(28)	9.558	(618)		8.940
Svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	590	20		7.124	(590)		6.534
Radiazioni	686	2					688			688
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(446)	(2)	(20)	17	(3)		(454)	(17)		(471)
Attività direttamente attribuibili ^(b)	73.073	14.290	10.483	13.608	1.117	(543)	112.028			
Attività non direttamente attribuibili							26.973			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.884	690	243	134	36		2.987	(134)		2.853
Passività direttamente attribuibili ^(c)	17.742	9.313	3.657	5.861	3.824	(199)	40.198			
Passività non direttamente attribuibili							41.394			
Investimenti in attività materiali e immateriali	9.980	154	628	561	64	(85)	11.302			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2017								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.449	7.706	6.160	4.406	16.527	35.385	1.183	89.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.090	316	387	278	898	5.699	13	8.681
2016								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	18.769	7.370	6.960	5.397	19.471	39.812	1.289	99.068
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.163	331	460	233	1.978	5.004	11	9.180
2015								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	21.360	12.370	7.937	7.442	22.359	38.927	1.633	112.028
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.320	708	1.151	727	2.326	5.020	50	11.302

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia	21.925	21.280	24.405
Resto dell'Unione Europea	19.791	15.808	20.730
Resto dell'Europa	5.911	4.804	7.125
Americhe	5.154	3.212	4.217
Asia	7.523	5.619	9.086
Africa	6.428	4.865	6.482
Altre aree	187	174	241
	66.919	55.762	72.286

47 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di branding e pubblicità (per un importo inferiore a 1 milione di euro) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Esercizio 2017

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017			2017						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Petrobel Belayim Petroleum Co	86	1.205			3.168			8		
Coral FLNG SA	20	4	1.094					26	2	
Gruppo Saipem	63	76	2.270		450		5	30	9	
Karachaganak Petroleum Operating BV	36	121		652	295	4				
Mellitah Oil & Gas BV	5	220		34	461			2		
Agiba Petroleum Co	1	83			142					
Unión Fenosa Gas SA			57	1		2	202			28
Altre ^(*)	84	22		26	113	1	82	39	7	
	295	1.731	8.421	713	4.629	7	289	105	18	28
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Eni BTC Ltd			169							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	77	1	5					7		
Altre ^(*)	20	23	7	4	10		2	4	1	
	97	24	181	4	10		2	11	1	
	392	1.755	8.602	717	4.639	7	291	116	19	28
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	123	187		19	603		94	70		285
Gruppo Snam	187	351		68	1.153		83	2		
Gruppo Terna	35	31		84	122	6	98	56		15
GSE - Gestore Servizi Energetici	69	219		303	6	197	470	211	21	2
Gruppo Italgas	14	180	1		678	3	8	10		
Altre ^(*)	50	21		2	27	9	11	4	1	1
	478	989	1	476	2.589	215	764	353	22	303
Fondi pensione e fondazioni	1	2				25	1			
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	39	145		19	484	27		42		
Totale	910	2.891	8.603	1.212	7.712	274	1.056	511	41	331

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2016

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2016			2016						
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate											
Agiba Petroleum Co		1	50			156					
Gruppo Saipem		64	224	8.094		775	6	9	37	5	
Karachaganak Petroleum Operating BV		47	187		573	333	12	7	1	19	
Mellitah Oil & Gas BV		7	134		5	472					
Petrobel Belayim Petroleum Co		225	532			1.940				2	
Unión Fenosa Gas SA				57				93		1	
Altre ^(*)		114	25	1	32	113		86	44	13	47
		458	1.152	8.152	610	3.789	18	195	82	40	47
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Eni BTC Ltd				192							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		69	1	3					2		
Altre ^(*)		9	16	51	4	4		6	2	2	
		78	17	246	4	4		6	4	2	
		536	1.169	8.398	614	3.793	18	201	86	42	47
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel		151	254		28	780		88	95	18	182
Gruppo Snam		44	541	1	125	1.902	5	99	14		
Gruppo Terna		33	46		60	165	7	61	56		13
GSE - Gestore Servizi Energetici		58	32		206	5	32	344	68	2	5
Gruppo Italgas		54	1			4					
Altre ^(*)		43	24			37		62	6		
		383	898	1	419	2.893	44	654	239	20	200
Fondi pensione e fondazioni			2			4	28				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»											
		176	331		5	413	5		58	12	
Totale		1.095	2.400	8.399	1.038	7.103	95	855	383	74	247

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2015

		31.12.2015			2015						
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations											
Joint venture e imprese collegate											
Agiba Petroleum Co		6	60			187					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			1								
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno				6.122							
Karachaganak Petroleum Operating BV		48	171		748	403	8		10		
Mellitah Oil & Gas BV		8	16		46	339			19		
Petrobel Belayim Petroleum Co		16	183			543					
Petromar Lda		2		6							
Unión Fenosa Gas SA		1		57							(4)
Altre ^(*)		118	42		27	124	1	60	70	37	(2)
		199	473	6.185	821	1.596	9	60	99	37	(6)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Eni México S. de RL de CV				101							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		65	1	9					3		
Altre ^(*)		17	19	3	2	2		4	2	2	
		82	20	113	2	2		4	5	2	
		281	493	6.298	823	1.598	9	64	104	39	(6)
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Enel		138	203			1.063		196	134		90
Gruppo Snam		144	522	3	137	2.014	5	249	24	1	
Gruppo Terna		18	42		109	125	14	77	19	29	12
GSE - Gestore Servizi Energetici		44	63		419	5	35	307	43		
Altre ^(*)		22	38			56	6	29	1		
		366	868	3	665	3.263	60	858	221	30	102
Fondi pensione e fondazioni		1	2			4	50				
Groupement Sonatrach - Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»											
		185	300			453	12	35	60		
		833	1.663	6.301	1.488	5.318	131	957	385	69	96
Discontinued operations											
Joint venture e imprese collegate											
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due		60	99	68		101			145		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno		9	3			3			1		
KWANDA - Suporte Logistico Lda		69	10				5		8		
Mellitah Oil & Gas BV		9				7					
Petrobel Belayim Petroleum Co		19							86		
Petromar Lda		97	16			16			45		
Altre ^(*)		14	27		10	54		1	21	1	
		277	155	68	10	181	5	1	306	1	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento											
Altre ^(*)		1	1			2					
		1	1			2					
Imprese controllate dallo Stato											
Gruppo Snam		25	46						36		
Altre ^(*)			5			3					
		25	51			3			36		
Fondi pensione e fondazioni							1				
		303	207	68	10	186	6	1	342	1	
Totale		1.136	1.870	6.369	1.498	5.504	137	958	727	70	96

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);
- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Agip «GSA», Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trading & Shipping SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production e le garanzie residue rilasciate da parte di Eni SpA principalmente a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF -SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/2012.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €34 milioni;
- i contributi erogati e la prestazione di servizi a Eni Foundation e alla Fondazione Eni Enrico Mattei rispettivamente per €2 milioni e €4 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Esercizio 2017

	31.12.2017			2017	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
(€ milioni)					
Joint venture e imprese collegate					
Coral South FLNG DMCC			1.334		
Cardón IV SA	955				86
Angola LNG Ltd			233		
Matrica SpA					9
Shatskorneftegaz Sàrl	101				6
Société Centrale Electrique du Congo SA	66	43			
Gruppo Saipem		3	56		13
Coral FLNG SA	56				71
Altre ^(*)	48	49	2	1	5
	1.226	95	1.625	1	190
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	60	9			1
Eni BTC Ltd		28			
Altre ^(*)	1	24			
	61	61			1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		8		3	
		8		3	
Totale	1.287	164	1.625	4	191

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2016

(€ milioni)	31.12.2016			2016		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Strumenti finanziari derivati
Joint venture e imprese collegate						
Cardón IV SA	1.054				96	
Matrica SpA	125			93	9	
Shatskmorneftegaz Sàrl	69			13	4	
Société Centrale Electrique du Congo SA	78			18		
Unión Fenosa Gas SA		85				
Gruppo Saipem			82		43	27
Altre ^(*)	52		2	17	4	
	1.378	85	84	141	156	27
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd		54				
Altre ^(*)	46	52		1	1	
	46	106		1	1	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre ^(*)				3		
				3		
Totale	1.424	191	84	145	157	27

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2015

(€ milioni)	31.12.2015			2015	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Continuing operations					
Joint venture e imprese collegate					
Cardón IV SA	1.112				65
Matrica SpA	209			10	11
Shatskmorneftegaz Sàrl	63			21	
Société Centrale Electrique du Congo SA	94				
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre ^(*)	52	7	12	19	5
	1.530	97	12	50	81
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	51	111			1
	51	111			1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)	27				1
	27				1
	1.608	208	12	50	83
Discontinued operations					
Joint venture e imprese collegate					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Altre ^(*)	5				
	5		150		
Totale	1.613	208	162	50	83

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla società Cardón IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario in Venezuela;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Angola LNG Ltd per affidamenti bancari;
- il finanziamento, interamente svalutato, concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres;
- il finanziamento concesso alla società Shatskormoneftegaz Sàrl per attività di esplorazione nel Mar Nero e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- le garanzie residue per affidamenti bancari concesse al gruppo Saipem;
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizza-

zione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 38 – Garanzie, impegni e rischi);

- i finanziamenti concessi alla società Servizi Fondo Bombe Metano SpA per finanziare l'attività operativa.
- il deposito di disponibilità monetarie presso la società finanziaria di Gruppo per la Eni BTC Ltd.

Gli oneri finanziari verso parti correlate non comprendono la svalutazione di crediti finanziari per €242 milioni.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	31.12.2017			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
(€ milioni)						
Crediti commerciali e altri crediti	15.737	907	5,76	12.593	1.100	6,25
Altre attività correnti	1.573	30	1,91	2.591	57	2,20
Altre attività finanziarie non correnti	1.675	1.214	72,48	1.860	1.349	72,53
Altre attività non correnti	1.323	46	3,48	1.348	13	0,96
Passività finanziarie a breve termine	2.242	164	7,31	3.396	191	5,62
Debiti commerciali e altri debiti	16.748	2.808	16,77	16.703	2.289	13,70
Altre passività correnti	1.515	60	3,96	2.599	88	3,39
Altre passività non correnti	1.479	23	1,56	1.768	23	1,30

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2017			2016			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
(€ milioni)									
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	66.919	1.567	2,34	55.762	1.238	2,22	72.286	1.342	1,86
Altri ricavi e proventi	4.058	41	1,01	931	74	7,95	1.252	69	5,51
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(52.461)	(9.164)	17,47	(44.124)	(8.212)	18,61	(56.848)	(6.882)	12,11
Costo lavoro	(2.951)	(34)	1,15	(2.994)	(24)	0,80	(3.119)	(55)	1,76
Altri proventi (oneri) operativi	(32)	331	..	16	247	..	(485)	96	..
Proventi finanziari	3.924	191	4,87	5.850	157	2,69	8.635	83	0,96
Oneri finanziari	(5.886)	(4)	0,07	(6.232)	(145)	2,33	(10.104)	(50)	0,49
Strumenti finanziari derivati	837			(482)	27	..	160		
Discontinued operations									
Totale ricavi							10.277	344	3,35
Totale costi							(12.199)	(202)	1,66

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi e proventi	1.608	1.312	1.411
Costi e oneri	(5.360)	(5.623)	(5.786)
Altri proventi (oneri) operativi	331	247	96
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	391	182	105
Interessi	187	133	82
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(2.843)	(3.749)	(4.092)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations			126
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.843)	(3.749)	(3.966)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(3.838)	(2.613)	(1.151)
Disinvestimenti in partecipazioni		463	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	425	252	(238)
Variazione crediti finanziari	298	5.650	(194)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.115)	3.752	(1.583)
Variazione debiti finanziari	(16)	(192)	13
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(16)	(192)	13
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(5.974)	(189)	(5.536)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2017			2016			2015		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	10.117	(2.843)	..	7.673	(3.749)	..	11.649	(3.966)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(3.768)	(3.115)	82,67	(4.443)	3.752	..	(10.923)	(1.583)	14,49
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.595)	(16)	0,35	(3.651)	(192)	5,26	(1.351)	13	..

48 | Altre informazioni sulle partecipazioni²⁸

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Nel 2017 e nel 2016 il Gruppo Eni non ha società controllate con significative interessenze di terzi.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2017 è di €49 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2016).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2017 e 2016 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

(28) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2017 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2017" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2017

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settori di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint Venture					
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	Chimica	50,00	50,00
PetroJunín SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	40,00	40,00
Saipem SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Altre attività	30,54	31,00
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Joint operation					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA)	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

Esercizio 2017

(€ milioni)	2017						
	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	Petro Junín SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IV SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	6.743	610	365	86	43	816	275
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.751	32		15	30	42	64
Attività non correnti	5.847	877	628	289	547	2.756	916
Totale attività	12.590	1.487	993	375	590	3.572	1.191
Passività correnti	4.487	234	434	94	70	644	985
- di cui passività finanziarie correnti	189	40			38		640
Passività non correnti	3.504	580	34	2	292	2.928	124
- di cui passività finanziarie non correnti	2.929	506			288	1.912	79
Totale passività	7.991	814	468	96	362	3.572	1.109
Net equity	4.599	673	525	279	228	0	82
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	31,00%	50,00%	40,00%	49,00%	50,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.413	350	210	137	114	0	28
Ricavi e altri proventi operativi	9.038	1.340	135	54		756	412
Costi operativi	(8.172)	(1.308)	(66)	(14)	(4)	(608)	(433)
Ammortamenti e svalutazioni	(740)	(89)	(29)	(15)		(357)	(113)
Risultato operativo	126	(57)	40	25	(4)	(209)	(134)
Proventi (oneri) finanziari	(223)	(38)	47			(155)	(53)
Proventi (oneri) su partecipazioni	(9)	3					(4)
Risultato ante imposte	(106)	(92)	87	25	(4)	(364)	(191)
Imposte sul reddito	(201)	1	(22)	(7)		(4)	(11)
Risultato netto	(307)	(91)	65	18	(4)	(368)	(202)
Altre componenti dell'utile complessivo	49	(41)	(68)		(6)	(26)	
Totale utile complessivo	(258)	(132)	(3)	18	(10)	(394)	(202)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(101)	(63)	26	9	(2)	(184)	(56)
Dividendi percepiti dalla joint venture				12			29

Esercizio 2016

2016

(€ milioni)	Saipem SpA	Unión Fenosa Gas SA	PetroJunín SA	Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	Cardón IV SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	7.783	651	336	34	12	451	197
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	1.892	25	2	8	11	31	45
Attività non correnti	6.500	1.037	703	285	417	3.628	469
Totale attività	14.283	1.688	1.039	319	429	4.079	666
Passività correnti	5.668	232	480	13	36	455	433
- di cui passività finanziarie correnti	206	61					299
Passività non correnti	3.730	650	32		245	3.230	94
- di cui passività finanziarie non correnti	3.194	547			245	2.108	36
Totale passività	9.398	882	512	13	281	3.685	527
Net equity	4.885	806	527	306	148	394	139
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	30,76%	50,00%	40,00%	49,00%	50,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.497	434	211	150	74	197	72
Ricavi e altri proventi operativi	10.009	905	105	152		738	275
Costi operativi	(9.100)	(921)	(60)	(98)	(1)	(233)	(279)
Altri proventi (oneri) operativi							(5)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.408)	(131)	(40)	(22)		(87)	(169)
Risultato operativo	(1.499)	(147)	5	32	(1)	418	(178)
Proventi (oneri) finanziari	(154)	31	94		1	(206)	(20)
Proventi (oneri) su partecipazioni	18	13					
Risultato ante imposte	(1.635)	(103)	99	32		212	(198)
Imposte sul reddito	(445)	23	(24)	(12)		(252)	(20)
Risultato netto	(2.080)	(80)	75	20		(40)	(218)
Altre componenti dell'utile complessivo	48	29	18			12	(2)
Totale utile complessivo	(2.032)	(51)	93	20		(28)	(220)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(144)	(82)	30	10		(20)	(125)
Dividendi percepiti dalla joint venture				10			35

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

Esercizio 2017

	2017		
	Angola LNG Ltd	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
(€ milioni)			
Attività correnti	662	192	182
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	370	62	46
Attività non correnti	7.048	91	1.698
Totale attività	7.710	283	1.880
Passività correnti	203	37	339
- di cui passività finanziarie correnti			42
Passività non correnti	1.610		1.050
- di cui passività finanziarie non correnti	1.418		997
Totale passività	1.813	37	1.389
Net equity	5.897	246	491
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	802	82	177
Ricavi e altri proventi operativi	1.374	112	462
Costi operativi	(563)	(44)	(410)
Ammortamenti e svalutazioni	(399)	(13)	(27)
Risultato operativo	412	55	25
Proventi (oneri) finanziari	(80)	6	1
Proventi (oneri) su partecipazioni			(30)
Risultato ante imposte	332	61	(4)
Imposte sul reddito		(14)	(5)
Risultato netto	332	47	(9)
Altre componenti dell'utile complessivo	(817)	(39)	(13)
Totale utile complessivo	(485)	8	(22)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	45	16	(7)
Dividendi percepiti dalla collegata		12	1

Esercizio 2016

	2016		
	Angola LNG Ltd	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
(€ milioni)			
Attività correnti	507	253	1.338
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	339	146	32
Attività non correnti	8.376	140	569
Totale attività	8.883	393	1.907
Passività correnti	284	41	1.232
- di cui passività finanziarie correnti			25
Passività non correnti	1.863	1	270
- di cui passività finanziarie non correnti	1.699		78
Totale passività	2.147	42	1.502
Net equity	6.736	351	405
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	916	117	167
Ricavi e altri proventi operativi	84	102	1.239
Costi operativi	(281)	(61)	(1.051)
Altri proventi (oneri) operativi			(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(188)	(13)	(625)
Risultato operativo	(385)	28	(439)
Proventi (oneri) finanziari	(70)	11	224
Risultato ante imposte	(455)	39	(215)
Imposte sul reddito		5	(108)
Risultato netto	(455)	44	(323)
Altre componenti dell'utile complessivo	200	11	(7)
Totale utile complessivo	(255)	55	(330)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(62)	14	(88)
Dividendi percepiti dalla collegata		14	39

49 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2017, 2016 e 2015 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

50 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2017, 2016 e 2015 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

51 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Informazioni supplementari sull'attività Oil&Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposi-

zioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932). Gli ammon-tari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzio-

ne, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.277	17.600	12.514	15.211	36.976	10.547	12.493	14.840	1.950	138.408
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	356	471	32	2.157	3	1.023	785	185	5.030
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	359	39	1.436	191	1.212	101	34	46	14	3.432
Immobilizzazioni in corso	681	345	2.050	1.297	2.679	1.417	421	280	124	9.294
Costi capitalizzati lordi	17.335	18.340	16.471	16.731	43.024	12.068	13.971	15.951	2.273	156.164
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.504)	(12.014)	(10.640)	(10.413)	(25.920)	(1.690)	(10.386)	(12.534)	(1.188)	(98.289)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.831	6.326	5.831	6.318	17.104	10.378	3.585	3.417	1.085	57.875
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe			67		1.419		581	1.833		3.900
Attività relative a riserve probabili e possibili		4					85			89
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7					6		13
Immobilizzazioni in corso		1	6		4		93	225		329
Costi capitalizzati lordi		5	80		1.423		759	2.064		4.331
Fondi ammortamento e svalutazione			(61)		(475)		(611)	(785)		(1.932)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		5	19		948		148	1.279		2.399
2016										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	15.951	18.678	13.492	15.262	38.539	10.790	11.680	17.127	2.085	143.604
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	301	416	55	2.461	1	1.155	903	210	5.520
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	357	42	1.627	203	1.375	111	37	77	15	3.844
Immobilizzazioni in corso	724	242	2.347	1.828	5.117	2.565	2.248	317	134	15.522
Costi capitalizzati lordi	17.050	19.263	17.882	17.348	47.492	13.467	15.120	18.424	2.444	168.490
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(11.374)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.028	7.150	6.508	6.326	20.228	11.859	4.120	4.123	1.217	65.559
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037		2.792
Attività relative a riserve probabili e possibili		15					96			111
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					7		15
Immobilizzazioni in corso		9	5		1.596		24	253		1.887
Costi capitalizzati lordi		26	95		1.610		777	2.297		4.805
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(602)		(1.858)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

[a] Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €969 milioni nel 2017 e per €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €78 milioni nel 2017 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo ^(a)	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	282	606	862	3.151	2.009	249	790	398	19	8.366
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo ^(b)			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	2		9		94	48		154
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				2						2
Costi di ricerca	27	51	58	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	387	437	694	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	752	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(b)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150
2015										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(a)	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863		3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo ^(b)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €355 milioni nel 2017, decrementi per €665 milioni nel 2016 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €23 milioni nel 2017, decrementi per €15 milioni nel 2016 e costi per €54 milioni nel 2015.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale

vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

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

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	932	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	2.841	1.471	485	606	114	102	165	6.216
Totale ricavi	1.217	2.105	3.773	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
Costi operativi	(311)	(599)	(451)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(45)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(923)	(943)	(675)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(201)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.225	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.618)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	607	37	358	264	(180)	(27)	28	1.046
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15				36	493		544
Totale ricavi			15				36	493		544
Costi operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
Imposte sulla produzione			(3)					(121)		(124)
Costi di ricerca							(13)			(13)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(26)		(32)	(240)		(299)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)		(26)		(16)	(25)		(71)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		(52)		(35)	53		(36)
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)	(1)		(52)		(41)	(109)		(206)

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
Costi operativi	(403)	(642)	(948)	(1.099)	(239)	(235)	(453)	(108)	(4.127)
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(35)	(205)	(164)	(216)		(210)	(35)	(6)	(871)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(750)	(2.022)	(2.938)	(3.835)	(109)	(1.491)	(1.775)	(111)	(13.031)
Altri (oneri) proventi	(215)	(142)	(564)	(290)	(156)	(282)	(9)	(23)	(1.681)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	537	(682)	2.230	(1.417)	386	(766)	(1.023)	(2)	(737)
Imposte sul risultato	(182)	589	(2.148)	272	(142)	90	406	(25)	(1.140)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	355	(93)	82	(1.145)	244	(676)	(617)	(27)	(1.877)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			68	248		335
Totale ricavi			19			68	248		335
Costi operativi			(9)			(13)	(49)		(71)
Imposte sulla produzione			(3)				(82)		(85)
Costi di ricerca						(16)			(16)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(3)	(432)		(77)	(78)		(591)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(4)	3	(467)		(44)	(9)		(521)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(4)		(467)		(36)	(38)		(545)

(a) Include svalutazioni per €5.051 milioni.

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2017 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 54 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²⁹ 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 indipendenti³⁰. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali

future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2017 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² 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 2017³¹.

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).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost Oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 60%, il 59% e il 52% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 4%, il 5% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,6%, l'1,8% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2017, 2016 e 2015; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2017, 2016 e 2015.

[29] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[30] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2017"

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

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

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

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	494	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	312	230	511	355	126	149	9	2.100
non sviluppate	57	68	182	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	19	(26)	113	20	73	(1)	1	160
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	1	8						11
Produzione	(17)	(40)	(61)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			13		16			158		187
di cui: sviluppate			13		6			29		48
non sviluppate					10			129		139
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			1		(1)			(13)		(13)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)					(5)		(6)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	467	281	824	767	307	303	9	3.398
Sviluppate	132	228	300	205	515	556	124	165	8	2.233
consolidate	132	228	287	205	507	556	124	143	8	2.190
joint venture e collegate			13		8			22		43
Non sviluppate	44	36	167	76	309	211	183	138	1	1.165
consolidate	44	36	167	76	302	211	183	20	1	1.040
joint venture e collegate					7			118		125

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

GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	8.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		6	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	52.061			111		54.781
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.507)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			414		2.927		149	50.445		53.935
non sviluppate					7.494			48.188		55.682
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.442	123.210	113.508	59.697	30.174	57.875	20.054	551.353
Sviluppate	27.962	21.829	35.284	40.228	50.297	53.179	24.417	56.347	14.709	324.252
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	63.211	6.518	5.757	1.528	5.345	227.101
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	109.064	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
di cui: sviluppate	29.757	26.034	49.404	23.264	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
non sviluppate	7.148	3.560	59.660	3.553	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	13.330	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			6	134.980			421	5		135.412
Produzione	(4.883)	(5.200)	(16.528)	(6.191)	(4.811)	(2.634)	(2.547)	(2.659)	(1.181)	(46.634)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			363		10.967		359	101.399		113.088
di cui: sviluppate			363		2.376		260	36.691		39.690
non sviluppate					8.591		99	64.708		73.398
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(283)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	106.286	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Sviluppate	23.925	22.674	49.468	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
consolidate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935
Non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
consolidate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682

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

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2017, 2016 e 2015. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

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

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo include-

no i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.156	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.790)	(6.992)	(3.653)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.305	8.313	20.766	18.507	19.824	20.484	4.479	2.843	1.685	102.206
Imposte sul reddito future	(859)	(4.490)	(10.836)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(303)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.446	3.823	9.930	12.798	13.406	16.514	3.722	2.144	1.382	68.165
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.566)	(6.698)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.813	2.773	5.364	6.100	7.976	7.342	2.483	1.367	775	36.993
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			125		1.066		5	6.971		8.167
Imposte sul reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			104		1.009		4	4.512		5.629
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			54		538		4	2.037		2.633
Totale	2.813	2.773	5.418	6.100	8.514	7.342	2.487	3.404	775	39.626

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2016										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	9.627	12.898	30.847	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(7.481)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(5.904)	(6.981)	(9.392)	(3.268)	(5.047)	(1.313)	(270)	(39.391)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	1.850	4.083	17.462	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(9.253)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	8.209	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(4.060)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	4.149	4.620	5.847	5.256	1.499	742	822	26.717
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			259		2.429		33	16.430		19.151
Costi futuri di produzione			(143)		(974)		(20)	(4.614)		(5.751)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(64)			(1.186)		(1.251)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			115		1.391		13	10.630		12.149
Imposte sul reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			94		1.276		9	6.963		8.342
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			48		542		9	2.522		3.121
Totale	1.372	2.410	4.197	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.838

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

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2017, 2016 e 2015.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2017			
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)	(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482	25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697		1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.817)	495	(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45	7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)	2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438	4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238	(6.260)
- acquisizioni di riserve	10		10
- cessioni di riserve	(2.995)		(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(469)	(5.741)
Saldo aumenti (diminuzioni)	10.276	(488)	9.788
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
2016			
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(11.222)	(347)	(11.569)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(24.727)	(1.586)	(26.313)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.563		4.563
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.357)	650	(1.707)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.578	151	7.729
- revisioni delle quantità stimate	2.840	(131)	2.709
- effetto dell'attualizzazione	5.705	514	6.219
- variazione netta delle imposte sul reddito	9.200	386	9.586
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	668	163	831
Saldo aumenti (diminuzioni)	(7.752)	(200)	(7.952)
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838
2015			
Valore al 31 dicembre 2014	56.035	3.558	59.593
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.846)	(179)	(15.025)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(70.909)	(2.858)	(73.767)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	524		524
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.711)	(241)	(1.952)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.960	604	9.564
- revisioni delle quantità stimate	12.322	915	13.237
- effetto dell'attualizzazione	11.288	629	11.917
- variazione netta delle imposte sul reddito	29.530	530	30.060
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(114)		(114)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.390	363	3.753
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.566)	(237)	(21.803)
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2017.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

15 marzo 2018

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo Eni (il "Gruppo"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio consolidato che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale deliberato Euro 3.250.000,00, sottoscritto e versato Euro 3.100.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00424000594 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consolo al progressivo n. 2 delibera n. 10821 del 16/7/1997
A member firm of Ernst & Young Global Limited



Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Riserve di petrolio e di gas naturale	
La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino. Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali performance future del Gruppo. Il Gruppo ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nel paragrafo "Attività Minerarie" della nota 6 "Stime contabili e giudizi significativi".	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo Eni per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dal Gruppo di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (<i>proved undeveloped</i>); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno del Gruppo con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di impairment, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.
Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P)	
La verifica del valore recuperabile delle attività non correnti del settore E&P - in particolare le attività materiali ed immateriali e le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione in quanto si basa sulle previsioni dei flussi di cassa futuri, caratterizzate da stime significative. In tale ambito, assumono particolare rilevanza le previsioni dell'andamento atteso nel lungo periodo del prezzo delle <i>commodities</i>, anche considerata la volatilità del mercato petrolifero, delle produzioni, dei costi operativi e degli investimenti.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo Eni per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendoci anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dal Gruppo per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle <i>commodities</i>, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore;



Inoltre, il peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi in cui opera il Gruppo Eni, rappresenta un ulteriore elemento di incertezza nella valutazione della recuperabilità delle attività ad essi riferite.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 11 "Crediti commerciali e altri crediti", nella nota 19 "Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali", nella nota 20 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", nella nota 21 "Altre attività finanziarie" e, con riferimento alla complessità delle stime, nel paragrafo "Svalutazioni" della nota 6 "Stime contabili e giudizi significativi".

Inoltre, abbiamo confrontato le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività non correnti con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale; (iv) inoltre, per quanto riguarda le valutazioni di recuperabilità delle attività, influenzate anche dall'attuale peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi, abbiamo ottenuto informazioni sulla situazione economico-finanziaria del paese, analizzato le posizioni scadute e la serie storica degli incassi, rivisto i piani di recupero ed eventuali accordi commerciali, ottenuto informazioni sulle negoziazioni in corso con le controparti e analizzato le previsioni dei flussi di cassa attesi e dei tassi di sconto applicati. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

Il Gruppo è interessato da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 38 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo Eni relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.



Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per un'adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;



- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge. Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 6 aprile 2018

EY S.p.A.

Riccardo Rossi
(Socio)

BILANCIO DI ESERCIZIO 2017



STATO PATRIMONIALE

		31.12.2017		31.12.2016	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	[7]	6.213.811.825	367.730.040	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	[8]	5.793.162.809		6.062.003.322	
Crediti commerciali e altri crediti:	[9]	8.587.544.230	6.158.572.868	15.658.346.871	11.254.082.382
- crediti finanziari		2.699.464.465		7.762.576.306	
- crediti commerciali e altri crediti		5.888.079.765		7.895.770.565	
Rimanenze	[10]	1.388.544.550		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	[11]	58.726.446		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	[12]	267.014.834		345.870.167	
Altre attività correnti	[13]	692.967.944	377.969.627	1.010.630.623	644.226.025
		23.001.772.638		29.029.964.463	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	[14]	7.178.646.178		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	[15]	1.297.318.037		1.172.570.632	
Attività immateriali	[16]	194.752.958		1.205.014.790	
Partecipazioni	[18]	42.336.529.045		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie	[19]	4.832.057.257	4.811.641.219	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	[20]	1.151.910.450		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	[21]	480.873.584	164.534.684	699.552.732	374.019.621
		57.472.087.509		53.744.825.659	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	[33]	1.717.074		3.635.721	
TOTALE ATTIVITÀ		80.475.577.221		82.778.425.843	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	[22]	4.146.377.799	3.922.516.072	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	[23]	1.972.775.366	464.447	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	[24]	6.224.379.855	3.156.070.915	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	[25]	64.289.938		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	[26]	808.586.429		887.109.601	
Altre passività correnti	[27]	872.182.600	510.938.545	1.204.612.480	632.108.110
		14.088.591.987		15.478.122.118	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	[28]	18.843.053.798	380.563.643	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	[29]	3.780.911.177		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	[30]	353.083.516		391.417.852	
Altre passività non correnti	[31]	880.586.249	143.007.778	1.366.197.912	263.952.970
		23.857.634.740		25.364.981.780	
TOTALE PASSIVITÀ		37.946.226.727		40.843.103.898	
PATRIMONIO NETTO [34]					
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.000.165.103		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo		(1.440.456.053)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		3.586.228.089		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		42.529.350.494		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		80.475.577.221		82.778.425.843	

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2017		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	[36]				
Ricavi della gestione caratteristica		28.983.563.971	10.938.862.109	27.717.529.085	9.897.099.006
Altri ricavi e proventi		2.316.144.963	76.673.075	547.240.248	310.307.957
Totale ricavi		31.299.708.934		28.264.769.333	
COSTI OPERATIVI	[37]				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(27.358.189.265)	(13.711.409.772)	(27.245.943.596)	(12.388.627.823)
Costo lavoro		(1.159.011.571)		(1.179.079.612)	
Altri proventi (oneri) operativi		(238.634.781)	(249.181.706)	(50.349.163)	369.011.841
Ammortamenti		(727.072.500)		(815.079.778)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(111.314.644)		(442.645.642)	
Radiazioni		(4.669.125)		(209.196.618)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		1.700.817.048		(1.677.525.076)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	[38]				
Proventi finanziari		1.681.990.022	226.677.635	2.149.423.813	194.138.386
Oneri finanziari		(2.698.158.435)	(28.808.401)	(2.539.618.343)	(24.068.426)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(109.755.540)		(21.404.309)	
Strumenti finanziari derivati		479.934.776	(349.102.508)	(34.753.871)	471.993.196
		(645.989.177)		(446.352.710)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	[39]	2.701.993.904		6.057.741.755	
UTILE ANTE IMPOSTE - Continuing operations		3.756.821.775		3.933.863.969	
Imposte sul reddito	[40]	(170.593.686)		232.110.583	
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations		3.586.228.089		4.165.974.552	
Utile netto dell'esercizio - Discontinued operations	[33]			355.118.761	410.037.436
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		3.586.228.089		4.521.093.313	

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2017	2016
Utile netto dell'esercizio		3.586	4.521
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(34)	8	(5)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(34)	(1)	2
		7	(3)
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(34)	(27)	1.044
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(34)	(98)	19
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(34)	7	(271)
		(118)	792
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(111)	789
Totale utile complessivo dell'esercizio		3.475	5.310

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217	(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.935
Utile netto dell'esercizio											3.586	3.586
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							?					?
							?					?
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(20)						(20)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									(98)			(98)
						(20)			(98)			(118)
Operazioni con gli azionisti:												
Acconto sul dividendo 2017 (€0,40 per azione)										(1.441)		(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2016 (€0,40 per azione)										1.441	(2.881)	(1.440)
Attribuzione utile 2016 a riserve							18	1.644	(22)		(1.640)	
							18	1.644	(22)		(4.521)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs 38/2005							(22)	22				
							(22)	22				
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197	(16)	24.379	492	(1.441)	3.586	42.529

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.310	610	(1.440)	2.183	39.562
Effetti fusioni 1° gennaio 2016								(58)				(58)
Saldo al 1° gennaio 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.252	610	(1.440)	2.183	39.504
Utile netto dell'esercizio											4.521	4.521
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							(3)					(3)
							(3)					(3)
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						773						773
Differenze cambio da conversione Joint Operation									19			19
						773			19			792
Operazioni con gli azionisti:												
Acconto sul dividendo 2016 (€0,40 per azione)									(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2015 (€0,40 per azione)							(1.025)	(3)	1.440	(1.852)		(1.440)
Attribuzione utile 2015 a riserve							63		3		(66)	
							63	(1.025)		(1)	(1.918)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs 38/2005							(202)	202				
Effetto Versalis								294			(294)	
Effetto Applicazione SEM							(12)	(17)			29	
Operazioni straordinarie under common control							(11)					(11)
Altre variazioni								13				13
							(202)	486	(17)		(265)	2
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217	(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.935

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2017	2016
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations	3.586	4.166
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	727	815
- Svalutazioni (riprese di valore) nette	111	443
- Radiazioni	5	209
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	367	374
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.996)	29
Dividendi	(3.061)	(6.486)
Interessi attivi	(204)	(161)
Interessi passivi	599	588
Imposte sul reddito	171	(232)
Altre variazioni	230	159
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(238)	(66)
- crediti commerciali	241	1.353
- debiti commerciali	335	93
- fondi per rischi e oneri	(195)	(30)
- altre attività e passività	(195)	(585)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(52)	765
Variazione fondo benefici per i dipendenti	42	16
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
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	(2.315)	(3.086)
Investimenti:		
- attività materiali	(738)	(788)
- attività immateriali	(35)	(58)
- partecipazioni	(2.586)	(8.299)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(3.041)	(1.585)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(507)
Flusso di cassa degli investimenti	(6.400)	(11.237)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	14	5
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide cedute	2.362	
- Imposte pagate sulle dismissioni	(301)	
- partecipazioni	1.033	2.209
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.901	5.405
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	382	
- titoli strumentali all'attività operativa	1	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	5.392	7.619
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations	(1.008)	(3.618)
Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.008)	(3.618)
- di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate	(1.203)	(3.436)
Altre attività finanziarie destinate al trading	1	(1.257)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo	(1.345)	2.135
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	26	548
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.556	(1.105)
Dividendi pagati	(2.880)	(2.881)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(642)	(2.560)
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	3.153	(1.693)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		6
Flusso di cassa netto dell'esercizio	1.631	451
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	4.583	4.132
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	6.214	4.583

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 | Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2018. Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

2 | Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Il valore di iscrizione delle partecipazioni, in assenza di meccanismi di riaddebito, tiene conto della valorizzazione al valore di mercato dei piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effet-

tuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente rilevate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le altre partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino².

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 | Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura

[1] In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

[2] La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

[3] Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio; nello schema di rendiconto finanziario, nel flusso di cassa netto da attività di investimento, è presentato distintamente l'esborso fiscale, specificatamente individuabile, riferito ad una operazione di dismissione.

[4] Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 35 - "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 | Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2017 non hanno prodotto effetti significativi.

5 | Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

6 | Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Con riferimento alle nuove disposizioni in materia di ricavi (IFRS 15) e di strumenti finanziari (IFRS 9), in vigore a partire dal 1° gennaio 2018, gli impatti connessi con l'adozione delle nuove previsioni non sono significativi e sono relativi, essenzialmente, all'adozione dell'expected credit loss model per l'impairment delle attività finanziarie (riduzione del patrimonio netto di €29 milioni al netto dell'effetto fiscale) e all'adeguamento al valore di mercato di alcune partecipazioni minoritarie (incremento del patrimonio netto di €20 milioni al netto dell'effetto fiscale).

ATTIVITÀ CORRENTI

7 | Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €6.214 milioni (€4.583 milioni al 31 dicembre 2016) con un incremento di €1.631 milioni.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e

dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€4.700 milioni) è di 6 giorni e il tasso di interesse effettivo è -0,3249%; la scadenza media dei depositi in dollari (€620 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 1,4702%; la scadenza media dei depositi in sterline (€17 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,045%.

8 | Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.793 milioni (€6.062 milioni al 31 dicembre 2016) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa e comprendono per €845 milioni operazioni di prestito titoli. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività

di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità si analizza come segue⁵:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	888	913
Altri titoli	4.905	5.149
	5.793	6.062

[5] Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 35 – "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

(€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	461	460	Baa2	BBB
Stati Uniti d'America	47	39	Aaa	AA+
Giappone	25	21	A1	A+
Spagna	30	25	Baa2	BBB+
Polonia	30	27	A2	BBB+
Slovenia	11	9	Baa1	A+
Canada	11	9	Aaa	AAA
Slovacchia	5	4	A2	A+
Corea del Sud	1	1	Aa2	AA
	621	595		
Tasso variabile				
Italia	288	291	Baa2	BBB
Stati Uniti d'America	2	2	Aaa	AA+
	290	293		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	911	888		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.018	1.903	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.394	1.365	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	11	10	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	3.423	3.278		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	787	752	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	835	837	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	45	38	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	1.667	1.627		
Totale Altri titoli	5.090	4.905		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.001	5.793		

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per valuta come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	4.024	4.219
Dollaro USA	1.014	695
Lira sterlina	198	632
Franco Svizzero	461	413
Dollaro australiano	79	51
Dollaro canadese	17	52
	5.793	6.062

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

9 | Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti commerciali	5.111	6.813
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	258	1.735
- non strumentali all'attività operativa	2.442	6.028
	2.700	7.763
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	1	385
- altri	775	697
	776	1.082
	8.587	15.658

I crediti commerciali di €5.111 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€2.434 milioni), crediti verso imprese controllate (€2.647 milioni) e crediti verso imprese collegate, joint venture e altre imprese del gruppo (€30 milioni). La riduzione dei crediti commerciali di €1.702

milioni è dovuta essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA a cui sono stati ceduti i crediti esistenti al 30 giugno 2017, data di efficacia del conferimento, per un importo pari a €1.908 milioni.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €242 milioni (€1.256 milioni al 31 dicembre 2016), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti diversi e finanziari	Totale fondo svalutazione
Valore al 31.12.2016	1.254	2	1.256
Accantonamenti	159		159
Effetto conferimento Eni gas e luce SpA	(1.083)		(1.083)
Utilizzi	(90)		(90)
Valore al 31.12.2017	240	2	242

Gli accantonamenti riguardano essenzialmente le svalutazioni dei crediti afferenti alle vendite di gas ed energia elettrica operate nel primo semestre dal business retail oggetto di conferimento ad Eni gas e luce SpA al 30 giugno 2017; in sede di conferimento il fondo svalutazione crediti trasferito ammontava a €1.083 milioni.

Al 31 dicembre 2017 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2018 per €681 milioni (€944 milioni nel 2016 con scadenza 2017). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€485 milioni) e Refining & Marketing (€196 milioni).

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	4.861	758	5.619	5.338	1.079	6.417
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	79		79	596		596
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	110	6	116	619		619
- da 3 a 6 mesi	14	1	15	36		36
- da 6 a 12 mesi	13		13	58		58
- oltre 12 mesi	34	11	45	166	3	169
	171	18	189	879	3	882
	5.111	776	5.887	6.813	1.082	7.895

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, Enti di Stato italiano ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi e gas naturale. I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €434 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶ di €258 milioni, sono relativi in particolare alla quota a breve di finanziamenti a lungo termine concessi ad Eni gas e luce SpA (€160 milioni) in occasione del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power". La diminuzione di €1.477 milioni è essenzialmente dovuta alla scadenza di linee di credito verso Eni Finance International SA. I crediti

finanziari non strumentali all'attività operativa di €2.442 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.227 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€195 milioni), Eni Mediterranea Idrocarburi Spa (€177 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€168 milioni) e Tigáz DSO (€159 milioni); la diminuzione dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €3.586 milioni riguarda essenzialmente rimborsi di finanziamenti da parte di Eni Finance International SA. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €385 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	157	138
Anticipi al personale	38	45
Acconti per servizi e forniture	23	16
Altri crediti	558	883
	776	1.082

Gli altri crediti di €558 milioni includono essenzialmente: (i) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€247 milioni); (ii) il credito residuo verso Eni Insurance DAC (€201 milioni) per l'indennizzo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€18 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e degli altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

10 | Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	211		176	387	59		188	247
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	96			96	69			69
Lavori in corso su ordinazione						2		2
Prodotti finiti e merci	852			852	905			905
Certificati bianchi			54	54			54	54
	1.159		230	1.389	1.033	2	242	1.277

[6] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 19 – "Altre attività finanziarie". I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €22 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2016	Accantonamenti	Valore al 31.12.2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	13	6	19
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		1	1
Prodotti finiti e merci		2	2
	13	9	22

Al 31 dicembre 2017 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime, sussidiarie e di consumo, da greggio (€211 milioni) e da materiali diversi (€176 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€96 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€462 milioni) e da gas naturale depositato prin-

cipalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€364 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€26 milioni).

I certificati bianchi di €54 milioni sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Le rimanenze di magazzino per €86 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA.

11 | Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
IRES	14	40
IRAP	29	30
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	4	3
Altre	12	19
	59	92

12 | Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- IVA	182	167
- Imposte di consumo	26	127
- Accise	4	10
- Altre imposte indirette	55	42
	267	346

Le attività per altre imposte correnti di €267 milioni sono diminuite di €79 milioni a seguito essenzialmente dei minori crediti per imposte di

consumo in relazione al conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA.

13 | Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	430	660
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	103	168
Altre attività	160	183
	693	1.011

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – “Strumenti finanziari derivati”.

Le altre attività di €160 milioni comprendono essenzialmente l'ammontare di €63 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, rilevato come deferred cost, che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita (€90 milioni al 31 dicembre 2016).

La riduzione del deferred cost rispetto al 2016 è dovuta al ritiro dei volumi sottostanti realizzato nel corso dell'esercizio. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nell'esercizio 2017 è stata rilevata una ripresa di valore di €4 milioni.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

14 | Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2017							
Valore iniziale netto	170	501	4.357	158	59	2.801	8.046
Operazioni straordinarie		(3)	(4)				(7)
Investimenti		2	32	8	9	687	738
Ammortamenti		(30)	(591)	(17)	(18)		(656)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(3)	67	(1)	(1)	(173)	(111)
Radiazioni			(3)			(2)	(5)
Dismissioni	(1)		(5)				(6)
Altre variazioni	3	25	348	5		(1.202)	(821)
Valore finale netto	172	492	4.201	153	49	2.111	7.178
Valore finale lordo	172	1.902	23.637	583	649	2.502	29.445
Fondo ammortamento e svalutazione		1.410	19.436	430	600	391	22.267
2016							
Valore iniziale netto	168	542	4.947	168	104	2.508	8.437
Operazioni straordinarie	2	3	111		(2)	98	212
Investimenti				5	5	778	788
Ammortamenti		(31)	(654)	(19)	(25)		(729)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(2)	(266)	(1)		(174)	(443)
Radiazioni			(196)			(13)	(209)
Dismissioni							
Altre variazioni		(11)	415	5	(23)	(396)	(10)
Valore finale netto	170	501	4.357	158	59	2.801	8.046
Valore finale lordo	170	1.892	23.187	569	645	3.158	29.621
Fondo ammortamento e svalutazione		1.391	18.830	411	586	357	21.575

I terreni (€172 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€151 milioni).

I fabbricati (€492 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€426 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€45 milioni).

Gli impianti e macchinari (€4.201 milioni) riguardano essenzialmente: (i) gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.475 milioni); (ii) gli impianti di raffinazione (€979 milioni) e di distribuzione carburanti (€281 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€153 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€49 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€2.111 milioni) riguardano

principalmente per la Exploratin & Production: (i) le attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) (€614 milioni); (ii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€301 milioni); (iii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti dell'offshore adriatico (€85 milioni) e della concessione Villafortuna (€23 milioni); per le attività di Refining & Marketing gli interventi sulle strutture di raffineria (€675 milioni) e gli interventi sulla rete di distribuzione dei prodotti petroliferi (€53 milioni).

Gli investimenti di €738 milioni riguardano essenzialmente: (a) Exploration & Production (€355 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Barbara e Cervia); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri;

(b) Refining & Marketing (€363 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€292 milioni), principalmente per il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, della conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing (€71 milioni), per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Le svalutazioni nette di €111 milioni riguardano essenzialmente la Refining & Marketing per investimenti di stay in business e di rispetto delle normative applicabili su impianti già interamente svalutati. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle svalutazioni sono indicate alla nota n. 17 – "Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali".

Le altre variazioni negative di €821 milioni si riferiscono essenzial-

mente: (i) alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€648 milioni); (ii) alla revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,3% (2,54% al 31 dicembre 2016).

Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €78 milioni.

Le immobilizzazioni in corso relative all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso di Exploration & Production si analizzano come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
2017							
Valore iniziale		677	20	697	1.083	1.083	1.780
Investimenti					348	348	348
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(15)	(15)	9	9	(6)
Radiazioni					(1)	(1)	(1)
Riclassifiche		(173)	173		(188)	(188)	(188)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione		(253)	(92)	(345)	(456)	(456)	(801)
Valore finale		251	86	337	795	795	1.132
2016							
Valore iniziale		665	5	670	1.383	1.383	2.053
Investimenti					467	467	467
Riprese di valore (svalutazioni) nette					(75)	(75)	(75)
Radiazioni		(6)		(6)	(6)	(6)	(12)
Riclassifiche					(812)	(812)	(812)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione		18	15	33	126	126	159
Valore finale		677	20	697	1.083	1.083	1.780

Le riclassifiche di €188 milioni riguardano pozzi e impianti di sviluppo avviati in produzione nell'esercizio.

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

(€ milioni)	2017	2016
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	677	665
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe		
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio		(6)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(173)	
Cessione Mozambico	(200)	
Riclassifica ad assets destinati alla cessione/discontinued operation		
Differenze cambio da conversione	(53)	18
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	251	677

	2017		2016	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 1 anno	188	4,10		
- da 1 a 3 anni			30	0,56
- oltre 3 anni	63	1,80	647	7,96
	251	5,90	677	8,52
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	251	5,90	677	8,52
	251	5,90	677	8,52

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Gli immobili, impianti e macchinari per linea di business si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	14.968	15.418
- Gas & Power	18	99
- Refining & Marketing	14.090	13.765
- Corporate	369	339
	29.445	29.621
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	11.278	10.853
- Gas & Power	12	67
- Refining & Marketing	10.723	10.429
- Corporate	254	226
	22.267	21.575
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	3.690	4.565
- Gas & Power	6	32
- Refining & Marketing	3.367	3.336
- Corporate	115	113
	7.178	8.046

15 | Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.297 milioni (€1.172 milioni al 31 dicembre 2016) includono 3,5 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 di-

cembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €125 milioni per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

16 | Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
31.12.2017							
Valore iniziale netto	22	235	44	64	365	840	1.205
Operazioni straordinarie		(117)	(18)	(18)	(153)	(823)	(976)
Investimenti		14	21		35		35
Ammortamenti	(2)	(59)		(10)	(71)		(71)
Altre variazioni		35	(34)	1	2		2
Valore finale netto	20	108	13	37	178	17	195
Valore finale lordo	385	1.094	13	620	2.112	94	2.206
Fondo ammortamento e svalutazione	365	986		583	1.934	77	2.011
31.12.2016							
Valore iniziale netto	25	250	49	72	396	808	1.204
Operazioni straordinarie						32	32
Investimenti		40	16	2	58		58
Ammortamenti	(3)	(72)		(11)	(86)		(86)
Altre variazioni		17	(21)	1	(3)		(3)
Valore finale netto	22	235	44	64	365	840	1.205
Valore finale lordo	385	1.265	44	1.303	2.997	917	3.914
Fondo ammortamento e svalutazione	363	1.030		1.239	2.632	77	2.709

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €20 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione del giacimento Bonaccia (€7 milioni), alla concessione Val d'Agri (€8 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €108 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €13 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €37 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€35 milioni).

Le operazioni straordinarie riguardano essenzialmente il conferimento delle attività immateriali del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA.

Gli investimenti di €35 milioni (€58 milioni al 31 dicembre 2016) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per linea di business si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.351	1.987
- Gas & Power	73	1.162
- Refining & Marketing	400	397
- Corporate	382	368
	2.206	3.914
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.275	1.896
- Gas & Power	66	174
- Refining & Marketing	362	356
- Corporate	308	283
	2.011	2.709
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	76	91
- Gas & Power	7	989
- Refining & Marketing	38	41
- Corporate	74	84
	195	1.205

17 | Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attività di negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use - "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione, gli stabilimenti e gli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio,

ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital - "WACC"). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni SpA, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava in leggero miglioramento rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2016.

Nel corso del 2017 il mercato petrolifero ha registrato una progressiva ripresa, rafforzatasi nell'ultima parte dell'anno, per effetto dei migliorati fondamentali, sostenuti dalla crescita della domanda mondiale di greggio trainata dall'espansione economica e dall'assorbimento dell'eccesso di offerta grazie alla regimazione dell'accordo di fine 2016 dei Paesi OPEC per ridurre l'output del cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia) e alla decisione di prolungarlo per tutto il 2018. Questo ha consentito di ridurre i livelli globali delle scorte

di greggio che avevano frenato la ripresa dei prezzi nella prima metà dell'anno. Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali e tenuto conto delle incertezze a medio termine sull'evoluzione del bilanciamento domanda-offerta, il management di Eni ha sostanzialmente confermato la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine a 72 \$/barile (71,4 \$/barile nel precedente piano), sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2017 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2018-2021. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione è stato confermato nel lungo termine a 5 \$/barile; previsioni stabili anche per i prezzi del gas ai principali hub europei e lo spread tra questi e il punto virtuale di scambio in Italia.

Il WACC 2017 di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU oil&gas e raffinazione, ha registrato un marginale incremento dello 0,4% a 6,8% rispetto al 2016 per effetto principalmente della previsione di ripresa dei rendimenti dei titoli risk-free (BTP Italia a dieci anni). In particolare i WACC adjusted 2017 sono: (i) 5,3% per Exploration & Production (4,8% nel 2016); (ii) 5,6% per Refining & Marketing (5,1% nel 2016).

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC sopra rappresentati nel 2017 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €111 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €118 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€102 milioni) e sulla rete autostradale (€10 milioni). Le riprese di valore nette della Exploration & Production di €7 milioni riguardano le rivalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'offshore adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale (€89 milioni), parzialmente compensate dalle svalutazioni di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'onshore dell'Italia centrale dovute principalmente alla revisione del profilo delle riserve di idrocarburi (€82 milioni).

18 | Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni in altre imprese	- disponibili per la vendita	- valutate al costo	Totale
31.12.2017						
Valore iniziale	38.216	1.789	4		4	40.009
Operazioni straordinarie	1.549					1.549
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.851	(11)	8		8	1.848
Cessioni e conferimenti	(571)	(131)				(702)
Rettifiche di valore	(283)	(84)				(367)
Valore finale	40.762	1.563	12		12	42.337
Valore finale lordo	60.485	1.655				62.140
Fondo svalutazione	19.723	92				19.815
31.12.2016						
Valore iniziale	31.944	599	372	368	4	32.915
Operazioni straordinarie	(283)					(283)
Interventi sul capitale e acquisizioni	6.931	1.069				8.000
Cessione		(53)	(368)	(368)		(421)
Rettifiche di valore	(368)	(9)				(377)
Riclassifiche discontinued operations		183				183
Altre variazioni	(8)					(8)
Valore finale	38.216	1.789	4		4	40.009
Valore finale lordo	61.337	1.798	4		4	63.139
Fondo svalutazione	23.121	9				23.130

Le partecipazioni sono aumentate di €2.328 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2016	40.009
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	1.723
Syndial SpA	255
Eni Petroleum Co Inc	188
Raffineria di Gela SpA	80
Eni New Energy SpA	15
Altre	20
	2.281
Operazioni straordinarie	
Eni gas e luce SpA	1.535
Eni Adfin SpA	14
	1.549
Acquisizioni	
Eni Gas & Power France SA	259
Eni Trading & Shipping SpA	43
BANCA UBAE SpA	8
Serfactoring SpA	3
	313
Riprese di valore	
Eni Gas & Power NV	134
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	11
	145
<i>Decremento per:</i>	
Rimborsi di capitale	
Eni Investments Plc	(720)
Floaters SpA	(15)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	(11)
	(746)
Cessioni e conferimenti	
Eni Gas & Power NV	(302)
Eni Gas & Power France SA	(259)
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	(122)
Adrianplin Doo	(10)
Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessalia SA	(9)
	(702)
Svalutazioni	
Syndial SpA	(210)
Raffineria di Gela SpA	(92)
Unión Fenosa Gas SA	(84)
EniProgetti SpA (ex Tecnomare SpA)	(47)
LNG Shipping SpA	(41)
Eni Adfin SpA	(16)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(6)
Eni Mozambico SpA	(5)
Eni West Africa SpA	(4)
Servizi Aerei SpA	(4)
Altre	(3)
	(512)
<i>Altre operazioni:</i>	
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	(9)
Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessalia SA	9
Partecipazioni al 31 dicembre 2017	42.337

Relativamente alle operazioni su rami d'azienda si rileva quanto segue:

- il conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power", efficace dal 30 giugno 2017, ha determinato un incremento del valore di iscrizione della partecipazione in Eni gas e luce SpA di €1.535 milioni; inoltre sono state oggetto di conferimento ad Eni gas e luce SpA le partecipazioni in: (i) Eni Gas & Power France SA acquisita in data 7 giugno 2017 da Eni Gas & Power France BV per un corrispettivo pari a €259 milioni; (ii) Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€122 milioni); (iii) Adriaplin Doo (€10 milioni); (iv) Gas Supply Company Thessaloniki-Thessaly SA (€9 milioni) acquisita il 26 gennaio 2017 attraverso il trasferimento della totalità delle azioni precedentemente detenute dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA a seguito del processo di libe-

ralizzazione del mercato del gas in Grecia;

- l'acquisizione delle partecipazioni in BANCA UBAE SpA (€8 milioni) e Serfactoring SpA (€3 milioni) per effetto dell'acquisto del ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali di Eni e gestione delle partecipazioni" da Eni Adfin SpA; ai sensi delle disposizioni applicabili (documento Assirevi OPI n. 1 revised) la differenza tra il prezzo pagato per l'acquisto del ramo e il relativo valore di iscrizione è stata rilevata ad incremento del valore della partecipazione mantenuta in Eni Adfin (€14 milioni).

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2017 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Adriaplin doo ^(a)		10			
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	..	2	2	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	101	53
Eni Adfin SpA	99,671	209	207	207	
Eni Angola SpA	100,000	566	566	733	167
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000	..	..	..	
Eni Finance International SA	33,613	604	604	851	247
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	71	2
Eni gas e luce SpA	100,000	10	1.545	1.527	(18)
Eni Gas & Power NV		168			
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	..	..	..	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	554	54
Eni International BV	100,000	26.390	28.113	33.807	5.694
Eni International Resources Ltd	99,998	..	..	32	32
Eni Investments Plc	99,999	5.017	4.297	3.816	(481)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	39	50	51	1
Eni Mozambico SpA	100,000	12	8	7	(1)
Eni New Energy SpA	100,000	5	20	18	(2)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.021	1.209	890	(319)
EniPower SpA	100,000	914	914	808	(106)
EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA)	100,000	109	62	62	
EniServizi SpA	100,000	6	14	16	2
Eni Timor Leste SpA	100,000	7	6	6	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	282	325	259	(66)
Eni West Africa SpA	100,000	25	21	22	1
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	100,000	..	..	..	
Floaters SpA	100,000	261	246	262	16
Ieoc SpA	100,000	21	24	50	26
LNG Shipping SpA	100,000	258	217	217	
Raffineria di Gela SpA	100,000	38	26	26	
Serfactoring SpA ^(b)	49,000		3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	63	59	59	

segue

(€ milioni)

Partecipazioni in:**Imprese controllate**

	Quota % posseduta al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2017 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Servizi Fondo Bombie Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	16	14	14	
Syndial Servizi Ambientali SpA ^(c)	99,999	170	215	215	
Tigáz Zrt ^(d)	98,992				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	120	68
Versalis SpA	100,000	1.309	1.309	1.646	337
Totale imprese controllate		38.216	40.762		

Imprese collegate e joint venture

Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly SA ^(a)		132			
Mariconsult SpA	50,000	..	..	..	
Saipem SpA ^(e)	30,542	1.199	1.199	1.413	214
Seram SpA	25,000	..	..	1	1
Transmed SpA	50,000	..	..	5	5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	14	31	17
Unión Fenosa Gas SA	50,000	433	350	350	
Totale imprese collegate e joint venture		1.789	1.563		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		40.005	42.325		

(a) La partecipazione è stata conferita ad Eni gas e luce SpA a seguito del conferimento del ramo "Retail Market Gas & Power".

(b) La partecipazione è stata acquisita da Eni Adfin SpA a seguito dell'acquisizione del ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali-finanziarie di Eni e gestione delle partecipazioni".

(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(d) La partecipazione, completamente svalutata, è stata riclassificata nelle "Attività destinate alla vendita."

(e) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2017 (€3,806 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.175 milioni.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6%;
- per le società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla

produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC compreso tra il 5,5% e il 13,5%:

- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC compreso tra il 4% e il 7%.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2017, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

19 | Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	4.812	1.406
Titoli strumentali all'attività operativa	20	22
	4.832	1.428

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €4.812 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.051 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€572 milioni). I rapporti con Eni gas e luce SpA riguardano essenzialmente finanziamenti concessi in occasione del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power". I crediti finanziari

strumentali sono aumentati di €3.406 milioni in particolare per finanziamenti concessi a Eni Finance International SA (€2.936 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.360 milioni.

La scadenza dei crediti finanziari a lungo termine e titoli al 31 dicembre 2017 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	4.771	41	4.812
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa	20		20
	4.791	41	4.832

I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 9 – "Crediti commerciali e altri crediti" e sono pari a €2.700 milioni.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.841 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tas-

si di attualizzazione in euro compresi tra -0,3815% e lo 0,7337% e in dollari compresi tra lo 1,495% e il 2,0463%. La gerarchia del fair value è di livello 2.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

20 | Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.136	1.237
Imposte sul reddito differite IRES	(129)	(138)
Imposte sul reddito anticipate estere	4	
Imposte sul reddito anticipate IRAP	115	156
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(3)
Totale Eni SpA	1.124	1.252
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	28	(67)
	1.152	1.185

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2016	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2017
Imposte differite:							
- differenze su attività materiali ed immateriali	(17)		2		5		(10)
- differenze su derivati	(70)					7	(63)
- altre	(54)	(40)	26		11	(1)	(58)
	(141)	(40)	28		16	6	(131)
Imposte anticipate:							
- differenze su derivati							
- fondi per rischi ed oneri	1.310	137	(151)	18	(11)		1.303
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	402	38	(60)	11			391
- differenze su attività materiali ed immateriali	452	38	(94)	7	3		406
- svalutazione crediti	326		(1)		(256)		69
- fondi per benefici ai dipendenti	73	23	(7)	1	(13)		77
- perdita fiscale	1.655	247	(40)				1.862
- altre	132	34	(38)	1		1	130
	4.350	517	(391)	38	(277)	1	4.238
- svalutazione anticipate	(2.957)	(14)		(12)			(2.983)
	1.393	503	(391)	26	(277)	1	1.255
Totale Eni SpA	1.252	463	(363)	26	(261)	7	1.124
Imposte anticipate joint operation	124		(48)			(44)	32
Imposte differite joint operation	(191)		176			11	(4)
Totale joint operation	(67)		128			(33)	28
	1.185	463	(235)	26	(261)	(26)	1.152

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.124 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. Alla luce delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato,

il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri IRES è migliorata rispetto al 2016 comportando una ripresa di valore di €41 milioni; tale effetto è stato compensato dall'adeguamento della capienza dell'imponibile futuro IRAP per tener conto delle modifiche normative intervenute nella definizione della base imponibile e degli effetti del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA che ha comportato una svalutazione di €55 milioni.

21 | Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti d'imposta	80	80
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	154	252
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	51	166
Altri crediti da attività di disinvestimento	2	2
Altre attività	194	200
	481	700

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti di imposta chiesti a rimborso	33	33
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	61	61
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	80	80

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – “Strumenti finanziari derivati”.

Le altre attività di €194 milioni (€200 milioni nel 2016) comprendono per €56 milioni (€113 milioni nel 2016) le quantità residue non prelevate da Eni negli esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'antici-

po del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay.

La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, diverse dagli strumenti finanziari derivati e dai crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

PASSIVITÀ CORRENTI

22 | Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.146 milioni (€4.159 milioni al 31 dicembre 2016) sono diminuite di €13 milioni.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	3.505	3.350
Dollaro USA	592	740
Lira Sterlina	40	32
Altre	9	37
	4.146	4.159

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse nullo (0,02% nell'esercizio 2016), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €108 milioni. Al 31 dicembre 2017, Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €11.454 milioni (rispettivamente per €40 milioni e €12.134 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi alle normali

condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – "Proventi (oneri) finanziari".

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

23 | Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €1.973 milioni (€3.014 milioni al 31 dicembre 2016) è commentata nella

nota n. 28 – "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine", cui si rinvia.

24 | Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	5.254	5.333
Acconti e anticipi	337	368
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	159	167
- altri debiti	475	341
	634	508
	6.225	6.209

I debiti commerciali di €5.254 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€2.765 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.468 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€21 milioni).

Gli acconti e anticipi di €337 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€147 milioni) e gli ac-

conti ricevuti da terzi per le attività in joint venture di Exploration & Production (€33 milioni).

Gli altri debiti di €475 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€210 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€157 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale

(€19 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi. La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo in-

tercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – “Rapporti con parti correlate”.

25 | Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €64 milioni si riferiscono essenzialmente allo stanziamento dell'addizionale IRES legge

n. 7 del 6 febbraio 2009 (cd. Libian Tax) (€61 milioni).

26 | Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	457	529
IVA	191	212
Royalty su idrocarburi estratti	114	94
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	32	36
Altre imposte e tasse	15	16
	809	887

27 | Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	479	688
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	26	155
Altre passività	367	362
	872	1.205

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – “Strumenti finanziari derivati”.

Le altre passività di €367 milioni comprendono essenzialmente gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di

trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€164 milioni) e la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€139 milioni) - (v. nota n. 31 – “Altre passività non correnti”).

PASSIVITÀ NON CORRENTI

28 | Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.082	723	3.805	3.790	183	3.973
Obbligazioni ordinarie	14.993	1.250	16.243	14.685	2.829	17.514
Obbligazioni convertibili	387		387	383		383
Altri finanziatori, di cui:	381		381	696	2	698
- imprese controllate	381		381	696	1	697
- altri					1	1
	18.843	1.973	20.816	19.554	3.014	22.568

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €20.816 milioni sono denominate in euro per €19.883 milioni e per €933 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2017 è del 2,32% per quelle denominate in euro (2,68% al 31 dicembre 2016) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2016). I tassi effettivi in euro adottati sono compresi tra lo 0,99% e il 2,06% (tra l'1% e il 3,1% al 31 dicembre 2016). I tassi effettivi in dollari adottati sono compresi tra il 4,78% e il 4,83% (tra il 4,78% e il 4,83% al 31 dicembre 2016).

I debiti verso banche di €3.805 milioni derivanti da finanziamenti sono diminuiti di €168 milioni; al 31 dicembre 2017 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di €381 milioni riguardano essenzialmente operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanzia-

tori, inclusive delle rispettive quote a breve termine, per complessivi €4.186 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 0,97% (1,04% al 31 dicembre 2016) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2016).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2017 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.467 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.800 milioni (€6.235 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €750 milioni scadenti entro 12 mesi. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – "Proventi (oneri) finanziari".

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre		Scadenza						
Tipo	2016	2017	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale quote a lungo termine	2018
Banche	3.973	3.805	1.212	689	341	143	697	3.082	723
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.515	1.516	1.498					1.498	18
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.217	1.217					1.203	1.203	14
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.036	1.037		998				998	39
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.031	1.032							1.032
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.026	1.027					994	994	33
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.019		999				999	20
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.006	1.008					992	992	16
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.006	1.007					993	993	14
- Euro Medium Term Notes 0,625%	893	894					892	892	2
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	801			799			799	2
- Euro Medium Term Notes 1,625%	797	798					790	790	8
- Euro Medium Term Notes 3,750%	763	763	749					749	14
- Euro Medium Term Notes 1,750%	756	757					745	745	12
- Euro Medium Term Notes 1,500%		754					743	743	11
- Euro Medium Term Notes 0,750%	700	700				697		697	3
- Euro Medium Term Notes 1,000%		649					647	647	2
- Euro Medium Term Notes 1,125%	594	594					592	592	2
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.256								
- Bond US 4,150%	430	378		374				374	4
- Bond US 5,700%	333	292					288	288	4
- Retail TF 4,875%	1.119								
- Retail TV	216								
	17.514	16.243	2.247	2.371	799	697	8.879	14.993	1.250
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	383	387				387		387	
	383	387				387		387	
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	697	381	6	256	119			381	
- altri	1								
	698	381	6	256	119			381	
	22.568	20.816	3.465	3.316	1.259	1.227	9.576	18.843	1.973

Nel corso del 2017 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.403 milioni.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2017 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	16	1.516	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	37	1.037	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	32	1.032	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	27	1.027	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(6)	894	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(2)	798	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	13	763	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	750	7	757	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	4	754	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	-	700	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	(1)	649	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(6)	594	EUR	2028	1,125
- Bond US	375	3	378	USD	2020	4,150
- Bond US	292	-	292	USD	2040	5,700
	16.067	176	16.243			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(13)	387	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.795 milioni.

L'obbligazione convertibile di €387 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è sta-

to fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni pari ad €13,0535, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.530 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,3815% e l'1,275% (tra -0,3785% e l'1,0454% al 31 dicembre 2016) e per il dollaro USA compresi tra l'1,495% e il 2,5346% (tra lo 0,7259% e il 2,6164% al 31 dicembre 2016). La gerarchia del fair value è di livello 2.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	6.214		6.214	4.583		4.583
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.793		5.793	6.062		6.062
C. Liquidità (A+B)	12.007		12.007	10.645		10.645
D. Crediti finanziari^(a)	2.442		2.442	6.028		6.028
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	223		223	153		153
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	723	3.082	3.805	183	3.790	3.973
G. Prestiti obbligazionari	1.250	15.380	16.630	2.829	15.068	17.897
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.923		3.923	4.006		4.006
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		381	381	1	696	697
L. Altre passività finanziarie				1		1
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.119	18.843	24.962	7.173	19.554	26.727
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(8.330)	18.843	10.513	(9.500)	19.554	10.054

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

La variazione dell'indebitamento finanziario lordo è di seguito indicata:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore iniziale al 31.12.2016	4.159	22.568	26.727
Variazioni monetarie	26	(1.345)	(1.319)
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(1)	(123)	(124)
Altre variazioni	(38)	(284)	(322)
Valore al 31.12.2017	4.146	20.816	24.962

29 | Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi e oneri	Totale
Valore iniziale al 31.12.2016	1.956	638	612	132	127	84	505	4.054
Operazioni straordinarie				(13)	8		(13)	(18)
Variazioni di stima	(56)							(56)
Effetto attualizzazione	43				1			44
Accantonamenti	23	168	67	27			152	437
Utilizzi a fronte oneri	(31)	(124)	(85)	(13)	(8)		(86)	(347)
Utilizzi per esuberanza	(2)	(3)	(46)	(3)	(26)	(1)	(200)	(281)
Altre variazioni							(52)	(52)
Valore al 31.12.2017	1.933	679	548	130	102	83	306	3.781

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.933 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.848 milioni).

Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,76% e il 3,049%; il periodo previsto degli esborsi è 2018-2064; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del pro-

gramma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€39 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €679 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€336 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€153 milioni), negli impianti di raffinazione (€23 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€57 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€8 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi a siti non operativi (€28 milioni) e ad operazioni straordinarie (€15 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €548 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €130 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo esodi e mobilità lunga di €102 milioni è relativo allo stanziamento

degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'art. 24 del DL 201/2011 convertito con modifiche in legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla Legge 214/2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €83 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €306 milioni comprendono essenzialmente: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€122 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita e di lungo termine (€35 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€11 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€11 milioni).

30 | Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	171	204
Piani esteri		4
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	62	67
Altri fondi per benefici ai dipendenti	120	116
	353	391

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

I piani esteri riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch di Gas & Power presente in Belgio.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle

performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di parametri di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro-rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2017					31.12.2016				
	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	204	14	67	116	401	189	9	76	98	372
Costo corrente			2	40	42		1	2	40	43
Interessi passivi	2		1		3	4		1	1	6
Rivalutazioni:	(4)	4	(1)	2	1	13	(1)	(9)	1	4
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	(1)	(3)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(3)			2	(1)	7			2	9
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	4	(1)		2	7	(1)	(8)		(2)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				31	31					
Benefici pagati	(6)		(3)	(27)	(36)	(5)		(3)	(24)	(32)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti	(25)		(4)	(42)	(71)	3	5			8
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	171	18	62	120	371	204	14	67	116	401
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		10			10		6			6
Rendimento delle attività a servizio del piano		7			7					
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti							4			4
Altre variazioni		1			1					
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		18			18		10			10
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	171		62	120	353	204	4	67	116	391

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €120 milioni (€116 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano gli incentivi monetari differiti per €95 milioni (€81 milioni al 31 dicembre 2016), i piani di incentivazione di lungo termine per €10 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2016), i

premi di anzianità per €10 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2016) e il fondo gas per €5 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2016). I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
2017					
Costo corrente			2	40	42
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				31	31
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	2		1		3
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		1		3
- di cui rilevato nel costo lavoro					
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	2		1		3
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				2	2
Totale	2		3	73	78
- di cui rilevato nel costo lavoro			2	73	75
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	2		1		3
2016					
Costo corrente		1	2	40	43
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione					
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4		1	1	6
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	4	1	3	40	48
- di cui rilevato nel costo lavoro		1	2	40	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2017					2016				
	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Rivalutazioni:										
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	1	(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(3)				(3)	7			1	8
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	4	(1)		2	7	(1)	(8)		(2)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(7)			(7)					
	(4)	(3)	(1)		(8)	13	(1)	(9)	2	5

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività a servizio del piano:		
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi	18	10
	18	10

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, aventi la finalità di assicurare che le at-

tività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2017				
Tassi di sconto	(%) 1,5	1,5	1,5	0 - 1,5
Tasso di inflazione	(%) 1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		24	
2016				
Tassi di sconto	% 1,0	1,00 - 1,50	1,0	0 - 1,0
Tasso di inflazione	% 1,0	1,00 - 1,50	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione è coerente con il tasso di sconto adottato e determinato sulla base dell'inflazione implicita riscontrabile su titoli dei mercati finanziari. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dall'Istat (Istat 2014),

con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
Effetto sull'obbligazione netta:				
TFR	(8)	8	5	
Piani esteri	..	..	..	..
FISDE	(5)	5		5
Altri	(1)	1	1	

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €59 milioni, di cui €11 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
31.12.2017				
2018	8	..	3	48
2019	9	..	3	41
2020	11	..	3	30
2021	10	..	3	1
2022	10	..	3	1
Oltre il 2022	123	..	47	5
31.12.2016				
2017	9	..	3	29
2018	9	..	3	48
2019	10	..	3	43
2020	12	..	3	2
2021	13	..	3	2
Oltre il 2021	151	4	52	8

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicata:

	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2017				
Durata media ponderata	anni 9,7	11,0	14,6	2,5
2016				
Durata media ponderata	anni 9,9	7,0	14,9	2,8

31 | Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	156	230
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	5	44
Depositi cauzionali	29	250
Altre passività	691	842
	881	1.366

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – “Strumenti finanziari derivati”.

I depositi cauzionali a lungo termine di €29 milioni sono diminuiti di €221 milioni per effetto del conferimento del ramo d'azienda “Retail Market Gas e Power” ad Eni gas e luce SpA relativamente ai depositi cauzionali ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica. Le altre passività di €691 milioni riguardano essenzialmente: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Engie) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€458 milioni) ed Engie SA (Gruppo Engie) per la fornitura di gas naturale (€126 milioni) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto

di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€39 milioni); (iii) Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€19 milioni); (iv) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€6 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€16 milioni).

La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

32 | Strumenti finanziari derivati

	31.12.2017		31.12.2016	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
(€ milioni)				
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	187	131	253	303
- Outright	22	24	81	74
- Interest currency swap	85	87	121	123
	294	242	455	500
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	13	12	21	21
	13	12	21	21
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	256	362	384	324
- Future	4	2	3	4
- Altri	1	1	3	23
	261	365	390	351
	568	619	866	872
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	154	31	334	199
	154	31	334	199
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	16	16	46	46
Totale contratti derivati	738	666	1.246	1.117
Di cui:				
- correnti	533	505	828	843
- non correnti	205	161	418	274

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere da Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il

rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – "Patrimonio netto" e n. 37 – "Costi operativi".

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity – linked cash – settled non diluitivo e le opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash - settled call options). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine".

33 | Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Nel 2017 non vi sono operazioni classificabili come "discontinued operations". Nel 2016 la fattispecie aveva riguardato la plusvalenza

(€355 milioni) relativa alla cessione della Saipem SpA a CDP Equity SpA avvenuta nel gennaio 2016.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e accolgono la riclassifica della partecipazione in Tigáz Zrt, completamente svaluta-

tata, 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.

34 | Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	197	217
Riserva IFRS 10 e 11	492	612
Altre riserve di utili non disponibili:	(16)	(19)
Riserva art. 6, comma 2 D.Lgs. 38/2005	15	19
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(31)	(38)
Altre riserve di utili disponibili:	24.379	22.713
Riserva disponibile	23.237	21.571
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986	412	412
Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
Riserva da avanzo di fusione	636	636
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	...	...
Acconto sui dividendi	(1.441)	(1.441)
Utile dell'esercizio	3.586	4.521
	42.529	41.935

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2017, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo

di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2016), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2016) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai

bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;

- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli Enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva di €197 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

[€ milioni]	Derivati di copertura cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2016	285	(68)	217
Variazione dell'esercizio 2017	(27)	?	(20)
Riserva al 31 dicembre 2017	258	(61)	197

La riduzione di €20 milioni include il reversal a conto economico di proventi netti pari a €16 milioni, di cui oneri per €28 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e proventi per €44 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €492 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata. La riserva si riduce di €120 milioni per effetto essenzialmente della cessione dell'in-

terest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico relativamente alla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA).

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili negative per €16 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €15 milioni si incrementa per €18 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 aprile 2017 in sede di attribuzione dell'utile 2016 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di €22 milioni in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2017 come di seguito indicato:

[€ milioni]	Valutazione rimanenze		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2016	28	(9)	19
Attribuzione utile 2016	26	(8)	18
Variazione dell'esercizio 2017	(33)	11	(22)
Riserva al 31 dicembre 2017	21	(6)	15

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €31 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €24.379 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.237 milioni si incrementa di €1.666 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 aprile 2017 in sede di attribuzione dell'utile 2016 (€1.644 milioni) e della riclassifica della riserva art. 6, comma 2, del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto del realizzo avvenuto nel corso del 2017 (€22 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del DPR n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 DPR n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre

2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €0,4 milioni; la riserva accoglie gli effetti del nuovo piano di lungo termine azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€0,3 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€0,1 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €1.441 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di €0,4 per azione deliberato il 14 settembre 2017 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 20 settembre 2017.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €24,96 miliardi.

Informativa degli effetti sul risultato e sul patrimonio netto di Eni SpA per applicazione IFRS 11

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
Eni SpA	3.586	4.521	42.529	41.935
di cui eccedenza dei patrimoni netti, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(202)	(22)	289	590

35 | Garanzie, impegni e rischi

Le garanzie di €75.877 milioni (€81.613 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	21.815	44.301	66.116	26.334	44.322	70.656
Imprese collegate e joint venture	6.122	1.275	7.397	6.122	2.128	8.250
Proprio		2.187	2.187		2.506	2.506
Altri		177	177		201	201
Totale	27.937	47.940	75.877	32.456	49.157	81.613

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €21.815 milioni riguardano:

- per €18.897 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €8.345 milioni;
- per €2.815 milioni le fidejussioni rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €2.616 milioni;
- per €103 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS e dalla Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale.

La riduzione di €4.519 milioni è essenzialmente dovuta all'effetto cambio delle fidejussioni in USD.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €44.301 milioni riguardano:

- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.916 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo è di €1.038 milioni;
- per €2.501 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc a fronte del programma di emissio-

ne di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo è di €1.401 milioni;

- per €1.667 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €9.493 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€208 milioni), Altre attività e società finanziarie (€684 milioni), Gas & Power (€8.486 milioni) e Chimica (€115 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €3.746 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €2.653 milioni;
- per €1.196 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.168 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €326 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari a €324 milioni;
- per €137 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €25 milioni;
- per €33 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.275 milioni riguardano essenzialmente:

- per €1.162 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €56 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese del Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €50 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €2.187 milioni riguardano:

- per €1.177 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;

- per €1.010 milioni la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione di Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €177 milioni riguardano:

- per €169 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato da Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni la lettera di patronage rilasciata a favore della banca a fronte del finanziamento concesso alla società Sigemi Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €1 milione le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Italgas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Impegni	148	225
Rischi	436	243
	584	468

Gli impegni di €148 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2017 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €128 milioni (€69 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €6 milioni come impegno economico). I rischi di €436 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con

le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;

- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società con-

trollate e finanziate dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;

- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2017 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le Autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota – "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle note al bilancio consolidato.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk")

nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA/Consociate) alla linea di business Gas & LNG Marketing and Power che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario.

L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimen-

to alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento. Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari in-

fo-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio

autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali. Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Gas & LNG Marketing and Power) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: a) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); b) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito. L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99° percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e nel corso dell'esercizio 2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni, per poi attestarsi sul livello A-/BBB+ nel corso del I semestre 2016, in concomitanza con la discesa del rating della Società. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2017 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2016) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione). Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

[Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%]

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,16	1,04	1,71	1,72	4,26	1,77	2,64	2,47
Tasso di cambio	0,30	0,01	0,11	0,16	0,16	0,01	0,06	0,06

[a] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

[Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%]

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	13,26		5,90		15,99	1,02	6,25	1,08

[b] Il perimetro consiste nell'unità di business Gas & LNG Marketing and Power (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GLP nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

[Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP]

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,41	0,27	0,35	0,27	0,42	0,23	0,35	0,35

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(€ milioni)	2017				2016			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(b)	0,04	0,02	0,03	0,03				

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage); (ii) incidenza minima dell'indebitamento a me-

dio-lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine; e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (ii) fronteggiare fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2017 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi (di cui Eni SpA €15,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating BBB+ con outlook Positive per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stable per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.

Nel 2017 sono stati emessi bond per €1,8 miliardi (di cui Eni SpA €1,4 miliardi) nell'ambito del programma EMTN. Al 31 dicembre 2017, Eni SpA dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €11.454 milioni, di cui €40 milioni committed. Le linee di credito non utilizzate a lungo termine committed sono pari a €5.800 milioni, di cui €750 milioni scadenti entro 12 mesi; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre	Totale
31.12.2017							
Passività finanziarie a lungo termine	1.987	3.713	2.815	1.396	1.243	9.639	20.793
Passività finanziarie a breve termine	4.146						4.146
Passività per strumenti finanziari derivati	505	81	14	10	17	39	666
	6.638	3.794	2.829	1.406	1.260	9.678	25.605
Interessi su debiti finanziari	485	446	349	247	223	1.062	2.812
Garanzie finanziarie	98						98
	Anni di scadenza						
	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre	Totale
31.12.2016							
Passività finanziarie a lungo termine	2.902	1.947	3.653	3.264	1.260	9.522	22.548
Passività finanziarie a breve termine	4.159						4.159
Passività per strumenti finanziari derivati	843	105	84	1	63	21	1.117
	7.904	2.052	3.737	3.265	1.323	9.543	27.824
Interessi su debiti finanziari	601	479	433	336	232	1.236	3.317
Garanzie finanziarie	124						124

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2018	2019-2022	Oltre	Totale
31.12.2017				
Debiti commerciali	5.254			5.254
Altri debiti e anticipi	971	29	26	1.026
	6.225	29	26	6.280
	Anni di scadenza			
	2017	2018-2021	Oltre	Totale
31.12.2016				
Debiti commerciali	5.333			5.333
Altri debiti e anticipi	876	250	23	1.149
	6.209	250	23	6.482

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay di Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi.

Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	Totale	2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	930	227	147	120	92	58	286
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	3.614	30	54	47	8	38	3.437
Costi relativi a fondi ambientali	679	143	146	112	79	50	149
Impegni di acquisto	96.142	9.450	8.786	7.435	7.443	7.315	55.713
- Gas ^(c)	-	-	-	-	-	-	-
Take-or-pay	91.833	8.191	8.054	6.947	7.001	6.979	54.661
Ship-or-pay	4.309	1.259	732	488	442	336	1.052
Altri impegni, di cui:	-	-	-	-	-	-	-
Memorandum di intenti Val d'Agri	128	11	3	2	2	2	108
Altri	20	-	-	-	-	-	20
Totale	101.513	9.861	9.136	7.716	7.624	7.463	59.713

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base al contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA [comprensiva delle joint operation] prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa 4,7 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti

committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza					
	Totale	2018	2019	2020	2021	Oltre
Impegni per progetti committed	3.529	837	956	859	482	395

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017			2016		
	Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari derivati:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	(51)	242		(6)	(85)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	123	(1)	(27)	135	1	1.044
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			22		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli ^(c)	5.793	(110)		6.062	(21)	
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita	...					
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	5.887	(195)		7.895	(373)	
- Crediti finanziari ^(c)	7.512	(364)		9.169	523	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	(6.225)	153		(6.209)	(40)	
- Debiti finanziari ^(c)	(24.962)	(729)		(26.727)	(832)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €238 milioni di oneri (oneri per €51 milioni nel 2016) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €480 milioni di proventi (oneri per €34 milioni nel 2016).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) operativi".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €149 milioni di oneri (oneri per €366 milioni nel 2016) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €46 milioni di oneri (oneri per €7 milioni nel 2016).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi

per le stesse attività o passività finanziarie;

b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2017 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2017		2016	
	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading	4.921	872	6.062	
Rimanenze - Certificati bianchi	54		54	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		430		660
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		103		168
Attività non correnti:				
Altre attività finanziarie - Titoli	20		22	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		154		252
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		51		166
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		479		688
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		26		155
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		156		230
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		5		44

Nel corso dell'esercizio 2017 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2017, a fronte di 5,37 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 5,57 milioni di permessi di emissione. Il surplus risultante (0,20 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente valorizzato mediante vendita di permessi di emissione sul mercato.

36 | Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	28.986	27.721
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	[2]	[3]
	28.984	27.718

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Prodotti Petroliferi	12.544	10.395
Gas naturale e GPL	10.834	11.517
Energia elettrica e utility	2.600	3.130
GNL	885	749
Greggi	739	619
Gestione sviluppo sistemi informatici	97	67
Vettoriamiento gas su tratte estere	69	91
Gestione energia		1
Altre vendite e prestazioni	1.218	1.152
	28.986	27.721

I ricavi delle vendite e delle prestazioni riguardano Gas & Power per €13.911 milioni, Refining & Marketing per €14.161 milioni, Exploration & Production per €738 milioni e Corporate per €176 milioni.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2017	2016
Accise su prodotti petroliferi	(8.630)	(8.714)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.693)	(1.570)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(444)	(520)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(200)	(212)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(198)	(55)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(7)	(5)
	(11.172)	(11.076)

I ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Italia	21.163	20.509
Resto dell'Unione Europea	6.145	5.713
Asia	666	466
Africa	468	517
Resto dell'Europa	388	292
Americhe	104	192
Altre aree	50	29
	28.984	27.718

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Parti correlate".

ALTRI RICAVI E PROVENTI

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	1.998	4
Locazioni, affitti e noleggi	56	53
Proventi per attività in joint venture	42	48
Altri proventi	220	442
	2.316	547

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti di €1.998 milioni si riferiscono essenzialmente alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni).

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €56 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience store) e i proventi da affitto del

ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi per attività in joint venture di €42 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

Gli altri proventi di €220 si riducono di €222 milioni per effetto sostanzialmente della circostanza che nel 2016 era stato rilevato l'indennizzo assicurativo a carico di Eni Insurance DAC (€217 milioni) relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro.

37 | Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	20.304	18.361
Costi per servizi	6.248	7.585
Costi per godimento di beni di terzi	476	469
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	110	129
Variazioni rimanenze	(240)	(68)
Altri oneri	460	771
	27.358	27.247

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2017	2016
Gas naturale	8.841	8.737
Materie prime, sussidiarie	7.595	6.204
Prodotti	3.169	2.578
Semilavorati	576	589
Materiali e materie di consumo	255	353
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(115)	(79)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(17)	(21)
	20.304	18.361

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci si incrementano di €1.943 milioni per effetto essenzialmente dell'aumento del costo medio di

approvvigionamento delle materie prime di Refining & Marketing. I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2017	2016
Trasporto e distribuzione di gas naturale	2.531	3.124
Progettazione e direzione lavori	509	485
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	451	1.121
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	449	535
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	371	436
Manutenzioni	334	383
Trasporti e movimentazioni	300	293
Consulenze e prestazioni professionali	267	266
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	230	221
Costi di vendita diversi	218	285
Servizi di modulazione e stoccaggio	126	151
Viaggi, missioni e altri	113	112
Postali, telefoniche e ponti radio	93	113
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	86	88
Compensi di lavorazione	25	20
Altri	906	797
	7.009	8.430
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(581)	(664)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(180)	(181)
	6.248	7.585

I costi per servizi si riducono di €1.337 milioni per effetto essenzialmente della riduzione dei costi correlati al business retail Gas & Power conferito ad Eni gas e luce SpA ed alla riduzione dei costi di logistica di Gas & Power.

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €117 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €476 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €115 milioni (€77 milioni al 31 dicembre 2016) e canoni per contratti di leasing operativo per €225 milioni (€178 milioni al 31 dicembre 2016). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €209 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2016). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	534	77	67	51	44	40	255
Altri immobili, impianti e macchinari	241	107	56	46	29	2	1
Terreni e stazioni di servizio	114	30	15	15	15	15	24
Altri	41	13	9	8	4	1	6
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	930	227	147	120	92	58	286

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €110 milioni sono diminuiti di €19 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 29 – “Fondi per rischi e oneri”, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €460 milioni includono essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€149 milioni); (ii) le imposte

indirette e tasse (€130 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zionali addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€47 milioni).

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Salari e stipendi	883	899
Oneri sociali	245	251
Oneri per benefici ai dipendenti	141	105
Costi personale in comando	46	64
Altri costi	1	24
	1.316	1.343
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(117)	(117)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(36)	(43)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(4)	(4)
	1.159	1.179

Il costo lavoro si riduce di 20 milioni per effetto essenzialmente del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA. Tale effetto è parzialmente compensato dall'accantonamento al fondo relativo all'attuazione di un piano di uscita anticipata di personale

ai sensi dell'art. 4 comma 1 Legge 92/2012, poi conferito alla società Eni gas e luce SpA.

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 – "Fondi per benefici ai dipendenti".

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(€ milioni)	2017	2016
Dirigenti	641	665
Quadri	4.387	4.498
Impiegati	6.115	6.559
Operai	1.126	1.078
	12.267	12.800

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano. Il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019 prevede tre attribuzioni di azioni ordinarie negli anni 2017, 2018 e 2019 ed è destinato all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. Il Piano prevede l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio; coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo del piano è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa

Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peers Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposta ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla data di attivazione del piano (cd. grant date) sono state attribuite 1.719.061 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a €7,99 per azione. In particolare la determinazione del valore di mercato è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dal piano (metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€13,81 per azione), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (5,79% del prezzo dell'azione determinato considerando i

dividendi annunciati nei 12 mesi precedenti l'attribuzione), considerando la volatilità del titolo (25,12%), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

Il costo relativo a Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, rilevato come componente del costo lavoro, ammonta a €0,3 milioni con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €40 milioni e €41 milioni rispettivamente per il 2017 e il 2016 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Salari e stipendi	23	24
Benefici successivi al rapporto di lavoro	2	2
Altri benefici a lungo termine	8	11
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	7	4
	40	41

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €14,5 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €375 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra

somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano sostituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(238)	(51)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	1
	(239)	(50)

Gli altri oneri operativi netti di €239 milioni (oneri operativi netti di €50 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (oneri netti di €238 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico

degli effetti relativi alla quota inefficace principalmente del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Gas & Power (onere netto di €1 milione).

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2017	2016
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	656	729
- attività immateriali	71	86
	727	815
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	201	443
	201	443
Riprese di valore:		
- immobili, impianti e macchinari	(90)	
	(90)	
	838	1.258

Gli ammortamenti e le svalutazioni (riprese di valore) nette di €838 milioni sono diminuiti di €420 milioni a seguito essenzialmente delle minori svalutazioni di asset di Exploration & Production e dalle riprese di valore relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'off-shore adriatico dovute princi-

palmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale.

Per maggiori informazioni sulle svalutazioni, si rinvia alla nota n. 17 – "Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali".

RADIAZIONI

(€ milioni)	2017	2016
Radiazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	5	209
- attività immateriali		
	5	209

Le radiazioni di €5 milioni riguardano la Exploration & Production per €4 milioni e si riducono di €204 milioni in relazione alla circostanza che nel 2016 era stata rilevata la radiazione delle unità di impianto EST

danneggiate presso la raffineria di Sannazzaro a seguito dell'evento occorso a inizi dicembre 2016.

38 | Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	1.682	2.149
Oneri finanziari	(2.698)	(2.540)
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	(110)	(21)
	(1.126)	(412)
Strumenti finanziari derivati	480	(34)
	(646)	(446)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(565)	(563)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(70)	(65)
Interessi attivi su depositi e c/c	3	2
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	(110)	(21)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	50	66
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(13)	(16)
	(705)	(597)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.127	1.554
Differenze attive da valutazione	316	377
Differenze passive realizzate	(1.251)	(1.344)
Differenze passive da valutazione	(740)	(478)
	(548)	109
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(44)	(50)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	144	92
Commissioni per servizi finanziari	32	38
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(25)	(32)
Interessi su crediti d'imposta		1
Altri proventi	10	19
Altri oneri	(30)	(32)
	87	36
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	40	40
	(1.126)	(412)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Strumenti finanziari derivati su valute	479	(11)
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	1	(47)
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili		24
	480	(34)

I proventi netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €480 milioni si determinano per effetto essenzialmente della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto

realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

39 | Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Dividendi	3.061	6.486
Altri proventi	153	202
Totale proventi	3.214	6.688
Svalutazioni e altri oneri	(512)	(630)
	2.702	6.058

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Dividendi		
Eni International BV	2.569	5.635
Eni Trading & Shipping SpA	113	
EniPower SpA	100	91
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	87	79
Eni Gas & Power NV	72	46
Ecofuel SpA	65	87
Floaters SpA	19	13
Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly	12	10
Transmediterranean Pipeline Ltd	9	6
EniProgetti SpA (ex Tecnomare SpA)	5	6
Transmed SpA	3	11
Eni Insurance DAC		400
Eni Finance International SA		77
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE ^(a)		5
Eni Adfin SpA		4
Eni Fuel Centro Sud SpA ^(b)		3
Eni Fuel Nord SpA ^(b)		3
Altre	7	10
	3.061	6.486
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Gas & Power NV	134	
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	11	
Proventi su cessione Italgas SpA	8	3
Ripresa di valore Versalis SpA		193
Ripresa di valore Eni Fuel SpA		6
	153	202
Totale proventi	3.214	6.688

(a) Fusa in Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly nel 2016.

(b) Fusa in Eni Fuel SpA nel 2016.

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
Svalutazioni		
Syndial SpA	210	252
Raffineria di Gela SpA	92	100
Unión Fenosa Gas SA	84	9
EniProgetti SpA (ex Tecnomare SpA)	47	
LNG Shipping SpA	41	27
Eni Adfin SpA	16	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	6	7
Eni Mozambico SpA	5	3
Eni West Africa SpA	4	37
Servizi Aerei SpA	4	17
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		53
Floaters SpA		31
Tigáz Zrt		27
EniServizi SpA		7
Altre minori	3	6
	512	576
Altri oneri		
Oneri per cessione Snam SpA		32
Oneri per cessione Stogit SpA		21
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		1
		54
Totale oneri	512	630

40 | Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2017	2016
- IRES	(10)	44
- IRAP	(1)	
Addizionale Legge n. 7/09	(61)	
Totale imposte correnti	(72)	44
Imposte differite	(12)	35
Imposte anticipate ^(a)	138	160
Totale imposte differite e anticipate	126	195
Totale imposte estere	(311)	(10)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(257)	229
Imposte correnti relative alla joint operation	(42)	6
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	128	(3)
Totale imposte sul reddito joint operation	86	3
	(171)	232

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 20 – "Attività per imposte anticipate".

Alla data del 31 dicembre 2017 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2012, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2017			2016		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.757	24,00%	902	3.934	27,50%	1.082
Differenza tra valore e costi della produzione	1.701	5,00%		(1.678)	4,28%	
Aliquota teorica		24,00%			27,50%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-18,57%			-43,04%	
- cessioni pex		-12,00%				
- effetti imposte joint operation		-2,29%				
- perdite fiscali società consolidate		-1,36%			-2,11%	
- imposte estere cessione Mozambico		8,01%				
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		2,34%			3,00%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		1,62%				
- svalutazione anticipate		0,37%			8,82%	
- altre variazioni		2,43%			-0,07%	
Aliquota effettiva		4,55%			-5,90%	

Questa differenza è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 18,57%. Questo effetto è stato parzialmente compensato dalla rilevazio-

ne delle imposte relative alla cessione dell'interest del 25% dell'Area 4 in fase di sviluppo dell'offshore del Mozambico un effetto sul tax rate dell'8,01%.

41 | Esplorazione e valutazione di risorse oil&gas

I valori rilevati in bilancio in merito all'attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie, relative alla Exploration & Production, sono di seguito indicati:

(€ milioni)	2017	2016
Ricavi relativi all'attività di esplorazione e valutazione		
Costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico:		
- write-off di costi di esplorazione ed appraisal		6
- costi per prospezioni geologiche e geofisiche	24	26
Totale costi di esplorazione ed appraisal imputati a conto economico	24	32
Attività materiali: attività di esplorazione ed appraisal	337	697

42 | Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa. L'unica operazione non esente, esaminata e valutata positivamente in applicazione della procedura, riguarda il rapporto per servizi di branding e pubblicità (per un importo inferiore a €1

milione) intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione;

- d) i contributi a Enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2017 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€2 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€4 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società ad eccezione delle operazioni con gli Enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, e fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2017

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017					2017						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	2				13.128					2		1
Agip Karachaganak BV	10				2.881		1			14		3
Agip Oil Ecuador BV	2				131					4		
Ecofuel SpA	7	12	1		8	184				2		1
Eni AEP Limited					97							
Eni Angola SpA	28				2.853					52		5
Eni Austria GmbH	4				12				98	1		1
Eni Congo SA	27									69		
Eni Deutschland GmbH	84	9			2	106			695	2		
Eni Finance International SA	2		63	94			(1)			2		1
Eni France Sàrl	2				55	82			9	1		
Eni Fuel SpA	226	48			44		8	4	1.405	6		6
Eni Gas & Power France SA	248				35				836			
Eni Gas & Power NV						8		1	183			
Eni gas e luce SpA	538	286	1	1	594				796	39	7	1
Eni Insurance Designated Activity Company	203	4			192		24			1		3
Eni Lasmo plc					539							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	25	58			6	204	15	6	68	21		1
Eni México S. de RL de CV	8	1			262					16		2
Eni Mozambique Engineering Ltd	6	29					102			2		12
Eni Norge AS	13	10		2	221	88				24		9
Eni North Africa BV	19	12			61	137				33		6
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl					50							
Eni Suisse SA	10	2				18			111	1		
Eni Trading & Shipping SpA	1.127	1.550	431	409	7.513	8.267	118	14	3.781	6	33	(264)
Eni Trading & Shipping Inc					391							
Eni ULX Ltd					210							
Eni USA Gas Marketing LLC	2	1			1.530							
EniPower Mantova SpA	4	8			6	19	78		14			
EniPower SpA	20	182			24	68	290	3	38	22		
EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA)	19	91			7		128	2		13		6
EniServizi SpA	15	18			10	5	106	10	13	15		6
Floaters SpA	2	13			2			50		2		1
Ieoc Production BV	65	3					1			119		5
Nigerian Agip Oil Co Ltd	23				68					33		
Raffineria di Gela SpA	7	19			143	2	19	8	7	10		1
Syndial servizi ambientali SpA	23	148			765		236	9	2	28		3
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	16	159					358			59		
Versalis France SAS					94							
Versalis SpA	185	43	1	2	1.017	66	90		598	94	5	(2)
Altre ^(*)	174	133	1		1.248	127	83	98	73	295	57	
	3.146	2.839	498	508	34.199	9.381	1.656	205	8.727	988	175	(265)

Denominazione (€ milioni)	31.12.2017					2017						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese collegate e joint venture												
Gruppo Saipem	11	21			7.273		41	1		6		
Società EniPower Ferrara Srl	3	7			10	14	84		23			
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA						1			99			
Unión Fenosa Gas SA					57			2	103		1	
Altre ^(*)	37	4			1	5	49		5	28	8	
	51	32			7.341	20	174	3	230	34	9	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	8	6				19	318		87	64		
Gruppo Italgas	8	1			1		370	2	4	5		
Gruppo Snam	183	351				68	1.153		82	1		
Gruppo Terna	7	6				5	66	7	3	26		16
GSE - Gestore Servizi Energetici	47	54				256	5	47	468	211		
Altre imprese a controllo statale ^(*)	30	11					16	10	7	2		
	283	429			1	348	1.928	66	651	309		16
Fondi pensione e fondazioni		2					3	23				
	3.480	3.302	498	508	41.541	9.749	3.761	297	9.608	1.331	184	(249)

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2016

		31.12.2016					2016						
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati
Denominazione	(€ milioni)						Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate													
Agip Caspian Sea BV		11				14.944					14	3	
Agip Karachaganak BV		8	1			3.279		2			17	3	
Agip Oil Ecuador BV		1				127					4		
Ecofuel SpA		6	18			8	157			2	2	1	
Eni AEP Limited						109							
Eni Angola SpA		37	1			3.205					57	8	
Eni Austria GmbH		9				12				86	1		
Eni Congo SA		23									73	2	
Eni Deutschland GmbH		72	12			3	94			604	2		
Eni Finance International SA		2		156	84						1		
Eni France Sàrl		1	(1)			55	125		(1)	7	1		
Eni Fuel Centrosud SpA										357	1	1	
Eni Fuel Nord SpA										328	1	1	
Eni Fuel SpA		246	26			46		6		633	5	6	
Eni Gas & Power France SA		211				39		(1)		795		1	
Eni Gas & Power NV		560	7			18	20	(9)	1	370	1	1	
Eni Ghana Exploration and Production Ltd		23						1			50	2	
Eni Insurance Designated Activity Company		220	2			196		26			1	218	
Eni International Resources Limited		5	38					20	43		2	1	
Eni Lasmo plc						614							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		35	39			6	172	3	8	63	21	1	
Eni México S. de RL de CV		3				107					9		
Eni Middle East BV						480							
Eni Mozambique Engineering Ltd		8	17					75			2	8	
Eni Norge AS		15	5	1		239	57	4			22	5	
Eni North Africa BV		15	2			70	66	(2)			29	6	
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl						56							
Eni Pakistan Ltd		5				50					6		
Eni Petroleum US Llc						275							
Eni Suisse SA		8	1				8			78	1		
Eni Trading & Shipping Inc						288							
Eni Trading & Shipping SpA		1.069	1.369	784	602	7.506	6.337	134	18	3.714	18	27	349
Eni ULX Ltd						112							
Eni US Operating Co Inc						664							
Eni USA Gas Marketing Llc		2				1.741							
Eni West Africa SpA		1				69					1		
EniPower Mantova SpA		21	30			6	15	99		90	4		
EniPower SpA		83	202	1		25	100	344	4	241	91		
EniServizi SpA		18	18			32	4	115	10	10	16	6	
First Calgary Petroleums LP						1.438							
Floaters SpA		2	13			1			50		2		
Ieoc Production BV		144	2			2					203	4	
Liverpool Bay Ltd						114							
LNG Shipping SpA		6	5				5	3	64	7			
Nigerian Agip Oil Co Ltd		107	13			78		(1)			28	1	
Raffineria di Gela SpA		5	37			143	4	20	9	6	11	1	
Syndial Servizi Ambientali SpA		28	104			784		95	13	2	26	7	
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA		9	65			7		94			7	2	
Tigáz Zrt		1				71		(1)				1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		17	200					359			59		
Versalis France SAS						95							
Versalis SpA		107	57		2	1.146	7	2		378	93	5	7
Altre ^(*)		168	114	2		224	28	99	35	50	175	69	
		3.312	2.397	944	688	38.484	7.199	1.487	254	7.821	1.057	391	356

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2016					2016						
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Costi ^(a)			Ricavi ^(b)			Derivati Commodity
							Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese collegate e joint venture													
Gruppo Saipem		22	102			8.100		93		4	7	1	
Società EniPower Ferrara Srl		16	8			10	9	94		71	6		
Unión Fenosa Gas SA						57				93		1	
Altre ^(*)		28	6			1	5	59	2	27	4	7	
		66	116			8.168	14	246	2	195	17	9	
Imprese controllate dallo Stato													
Gruppo Enel		27	127				28	779		75	89	18	
Gruppo Italgas		54	1					4					
Gruppo Snam		39	540			1	125	1.901	4	97	12		
Gruppo Terna		21	31				1	165	7	5	55		13
GSE - Gestore Servizi Energetici		57	27				206	5	32	344	68	1	
Altre imprese a controllo statale ^(*)		27	18					28		59	3		
		225	744			1	360	2.882	43	580	227	19	13
Fondi pensione e fondazioni													
			2					4	24				
		3.603	3.259	944	688	46.653	7.573	4.619	323	8.596	1.301	419	369

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni gas e luce SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power NV, Unión Fenosa Gas SA, Unión Fenosa Gas Comercializadora SA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni gas e luce SpA, EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni Gas & Power NV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA) ed Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sàrl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Agip Caspian Sea BV, Eni Angola SpA, Eni Congo SA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, leoc Production BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;

- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da Enipower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione dal Gruppo Saipem;
- il riconoscimento a Syndial Servizi Ambientali SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito. Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di gasolio, la vendita di carburante tramite carte di pagamento, la compravendita di gas e l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali e la vendita di prodotti petroliferi a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna.
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione del gas dal Gruppo Snam e dal Gruppo Italgas sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2017

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2017			2017			
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Discontinued Operations
Imprese controllate								
Banque Eni SA		364	52				(2)	
Eni adfin SpA			211					
Eni finance international SA		5.282	381	26.756	25	158	(370)	
Eni Finance USA Inc				2.894		1		
Eni gas e luce SpA		736				13		
Eni Hewett Ltd				68				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		177	1			2		
Eni Trading & Shipping SpA		168	602	2.027		17	1	
Eni Trading & Shipping Inc			13	76				
EniPower SpA			209					
EniProgetti SpA		76	12			1		
LNG Shipping SpA		3	188					
Raffineria di Gela SpA		145	3			1		
Serfactoring SpA		159	14			1		
Servizi Fondo Bombeole Metano SpA		60	9			1		
Syndial SpA			2.065	39		2		
Tigáz-DSO Foldgázelosztó Kft		159						
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		256	2			3	(1)	
Versalis SpA		70	160	15		3	3	
Altre(*)		145	334	40	1	9	20	
		7.800	4.256	31.915	26	212	(349)	
Imprese collegate e joint venture								
Gruppo Saipem				56		13		
Società EniPower Ferrara Srl		76	28			1		
Altre(*)		27	20			1		
		103	48	56		15		
Imprese controllate dallo Stato								
Altre imprese a controllo statale(*)					3			
					3			
		7.903	4.304	31.971	29	227	(349)	

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2016

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2016			2016			Discontinued Operations
		Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	
Imprese controllate								
Ecofuel SpA			51				(3)	
Eni Adfin SpA			185					
Eni Finance International SA		7.572	696	27.107	19	108	410	
Eni Finance USA Inc				3.266				
Eni Gas & Power France SA				28				
Eni Hewett Limited				72				
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		161				1		
Eni Trading & Shipping Inc			15	104				
Eni Trading & Shipping SpA		176	793	1.474		16	26	
EniPower Mantova SpA		69	12					
EniPower SpA		54	172					
EniServizi SpA		72	20			1		
LNG Shipping SpA			176					
Raffineria di Gela SpA		87				1		
Serfactoring SpA		173	2			1		
Syndial Servizi Ambientali SpA			2.099	39		2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		402	11			4		
Versalis SpA		150	92	15				
Altre(*)		135	312	67	2	29	11	
		9.051	4.636	32.172	21	163	444	
Imprese collegate e joint venture								
Gruppo Saipem				82		28	28	
Società EniPower Ferrara Srl		90	46			1		
Altre(*)		31	21			2		
		121	67	82		31	28	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti								410
Altre imprese a controllo statale(*)					3			
					3			410
		9.172	4.703	32.254	24	194	472	410

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le

condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 35 – "Garanzie, Impegni e rischi".

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.214	368	5,92	4.583	41	0,89
Crediti commerciali e altri crediti	8.587	6.159	71,72	15.658	11.254	71,87
Altre attività correnti	693	378	54,55	1.011	644	63,70
Altre attività finanziarie	4.832	4.812	99,59	1.428	1.406	98,46
Altre attività non correnti	481	164	34,10	700	374	53,43
Passività finanziarie a breve termine	4.146	3.923	94,62	4.159	4.006	96,32
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.973	..	n.s.	3.014	1	0,03
Debiti commerciali e altri debiti	6.225	3.156	50,70	6.209	3.051	49,14
Altre passività correnti	872	511	58,60	1.205	632	52,45
Passività finanziarie a lungo termine	18.843	381	2,02	19.554	696	3,56
Altre passività non correnti	881	143	16,23	1.366	264	19,33

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2017			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Continuing Operations						
Ricavi della gestione caratteristica	28.984	10.939	37,74	27.718	9.897	35,71
Altri ricavi e proventi	2.316	77	3,32	547	310	56,67
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	27.358	13.711	50,12	27.247	12.388	45,47
Altri proventi (oneri) operativi	(239)	(249)	n.s.	(50)	369	n.s.
Proventi finanziari	1.682	227	13,50	2.149	194	9,03
Oneri finanziari	2.698	29	1,07	2.540	24	0,94
Strumenti finanziari derivati	480	(349)	n.s.	(34)	472	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	2.702		n.s.	6.058		n.s.
Discontinued Operations			n.s.	355	410	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2017	2016
Ricavi e proventi	12.107	12.739
Costi e oneri	(14.659)	(14.053)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	188	(391)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(137)	(1.541)
Interessi	186	160
Flusso di cassa netto da attività operativa	(2.315)	(3.086)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(32)	(44)
Disinvestimenti in partecipazioni e titoli		463
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento		(43)
Variazione crediti finanziari	(1.171)	(3.812)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.203)	(3.436)
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	3.153	(1.693)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	3.153	(1.693)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(365)	(8.215)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2017			2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	3.281	(2.315)	n.s.	6.623	(3.086)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(1.008)	(1.203)	n.s.	(3.618)	(3.436)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(642)	3.153	n.s.	(2.560)	(1.693)	n.s.

43 | Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano oneri e proventi non ricorrenti per l'anno 2017.

44 | Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

45 | Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017 di Eni SpA che chiude con l'utile di 3.586.228.088,80 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.586.228.088,80 euro, che residua in 2.145.772.035,60 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di 0,4 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 14 settembre 2017, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 2, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, quanto a 27.762.774,05 euro;
 - agli Azionisti a titolo di dividendo l'importo di 0,4 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, e a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di 0,4 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2017 si determina pertanto tra acconto e saldo in 0,8 euro per azione; il pagamento del saldo dividendo 2017 di 0,4 euro il 23 maggio 2018, con data di stacco il 21 maggio 2018 e "record date" il 22 maggio 2018;
 - l'utile dell'esercizio residuo è attribuito alla riserva disponibile.

15 marzo 2018

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art 153 D.Lgs. 58/1998

Signori Azionisti,

la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale nominato per il triennio 2017-2018-2019 dall'Assemblea degli Azionisti con delibera del 13 aprile 2017.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge, tenuto conto dei Principi enunciati nelle Norme di comportamento del Collegio Sindacale raccomandate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili, delle disposizioni Consob in materia di controlli societari e delle indicazioni contenute nel Codice di Autodisciplina. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica ad Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono anche i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. Inoltre, avendo Eni adottato il modello di governance tradizionale, il Collegio Sindacale si identifica con il "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" cui competono dall'esercizio 2017 ulteriori specifiche funzioni di controllo e monitoraggio in tema di informativa finanziaria e revisione legale previste dall'art. 19 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39 così come modificato dal D.Lgs. 17 luglio 2016 n. 135.

Con la presente Relazione, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione DEM/1025564 del 6 aprile 2001, successivamente modificata ed integrata, il Collegio Sindacale dà conto di tali attività svolte nel corso dell'esercizio, distintamente per ciascun oggetto di vigilanza previsto dalle normative che regolano l'attività del Collegio.

Attività di vigilanza sull'osservanza delle norme di legge, regolamentari e statutarie

Nel corso dell'esercizio 2017 il Collegio si è complessivamente riunito 21 volte, delle quali 13 successivamente all'Assemblea che ne ha rinnovato la composizione, sempre con la partecipazione di tutti i suoi componenti con la sola eccezione dell'assenza giustificata di due Sindaci ad una riunione nel corso dell'attuale mandato e di un altro Sindaco ad una riunione nel corso del precedente. Il Collegio, sia nella sua composizione precedente, sia in quella attuale, ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione con l'assenza di un solo Sindaco ad una riunione nel corso dell'attuale mandato. Inoltre nel 2017 il Sindaco Marco Seracini ha effettuato n. 4 attività individuali di controllo, di cui ha successivamente riferito al Collegio, nell'ambito dell'esame dei report trimestrali predisposti dall'Internal Audit ai sensi della normativa interna che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni inviate o trasmesse a Eni, anche in forma confidenziale o anonima, di cui alla successiva sezione "Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile". Inoltre, il Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2017, sia nella composizione precedente l'Assemblea del 13 aprile, sia nella sua composizione attuale, ha partecipato nella sua interezza o per il tramite del Presidente o di

suoi delegati, a tutte le riunioni del Comitato Controllo e Rischi, a tutte le riunioni degli altri Comitati del Consiglio di Amministrazione, ed ha altresì incontrato periodicamente l'Organismo di Vigilanza.

In tale ambito il Collegio:

- ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/98, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione, da ultimo, del 25 febbraio 2016. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;
- ha rilasciato in senso positivo i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del Codice Civile relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche;
- ha espresso parere favorevole alle seguenti delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione:
 - a. ai sensi dell'art. 24 dello Statuto Sociale e dell'art. 154-bis, comma 1, del D.Lgs. 58/98 sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato, d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, confermando il titolare del precedente incarico;
 - b. ai sensi del Codice di Autodisciplina cui Eni ha aderito, sulla proposta formulata dalla Presidente del Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, previa valutazione del Comitato per le Nomine, con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, alla nomina del Responsabile della funzione Internal Audit, confermando il titolare del precedente incarico;
 - c. ai sensi del Modello Organizzativo 231 di Eni, sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione, previa valutazione del Comitato per le Nomine, alla nomina dei componenti dell'Organismo di Vigilanza, confermando la precedente composizione.

Attività di vigilanza sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sui rapporti con società controllate o altre parti correlate

Al fine di vigilare sul rispetto dei principi di corretta amministrazione, oltre ad aver partecipato, come sopra esposto, a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione e dei Comitati del Consiglio, il Collegio Sindacale:

- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'articolo 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia. Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni

siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate, o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate. Nel corso dell'esercizio la società non ha acquistato azioni proprie;
- ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) *"Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate"*, emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata successivamente da ultimo il 4 aprile 2017, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 18 gennaio 2018, il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale della predetta MSG confermandone l'adeguatezza rispetto alla normativa di riferimento e senza individuare necessità di modifica o aggiornamento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale, ha fornito esaustiva illustrazione delle operazioni poste in essere con società controllate e con altre parti correlate esplicitandone gli effetti economici, patrimoniali e finanziari, nonché delle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse sono state condotte secondo criteri ordinari di gestione.

Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione

La Società di revisione legale ha rilasciato, in data odierna le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014, per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS - adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato dell'Eni forniscono una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Eni SpA e del gruppo Eni al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data. Con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, sono coerenti con il bilancio e sono redatte in conformità alle norme di legge. Inoltre, la società di revisione con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, circa l'eventuale identificazione di errori significativi nella Relazione sulla gestione, sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso della propria attività, ha dichiarato di non avere nulla da riportare. La Società di revisione legale ha rilasciato, infine, la Relazione Aggiuntiva per il Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 11, del Regolamento (UE) n. 537/2014.

Sempre in data odierna la società di revisione ha rilasciato analogo parere positivo sui conti annuali consolidati e sulle relative disclosure contenuti nel Form 20-F che Eni deve depositare presso la SEC

quale foreign issuer quotato al NYSE. Sempre nel Form 20-F è contenuta l'attestazione rilasciata dal revisore ai sensi del Sarbanes Oxley Act dell'adeguatezza del sistema di controllo Eni sull'informativa finanziaria.

In data 15 settembre 2017 la Società di revisione legale ha rilasciato il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di Amministrazione in pari data.

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'osservanza delle disposizioni stabilite dal D.Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254 in materia di comunicazione di informazioni di carattere non finanziario e di informazioni sulla diversità e il revisore ha verificato l'avvenuta predisposizione della dichiarazione di carattere non finanziario rilasciando una limited assurance circa la sua conformità rispetto a quanto richiesto dal decreto e agli standard/linee guida di rendicontazione utilizzate per la predisposizione dell'informativa medesima.

In allegato alle Note al bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob, inclusi gli "altri servizi" forniti ad Eni SpA e alle società controllate dalla Società di revisione legale EY e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY non sono stati attribuiti incarichi non consentiti ai sensi delle normative applicabili ad Eni. I servizi diversi dalla revisione consentiti sono stati preventivamente approvati dal Collegio Sindacale, che ne ha valutato l'adeguatezza alla luce dei criteri previsti dal Regolamento (UE) 537/2014. Tenuto conto delle dichiarazioni di indipendenza rilasciate dalla EY e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18 del D.Lgs. 39/2010, e pubblicata sul proprio sito internet, nonché degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni SpA e dalle società del gruppo, il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della EY.

Il Collegio Sindacale ha tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione legale, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/98, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione.

Nel 2017 il Collegio Sindacale ha condiviso la proposta delle competenti funzioni aziendali di anticipare la procedura selettiva per l'assegnazione dell'incarico di revisione legale per il novennio 2019-2027 così da consentire all'Assemblea del 10 maggio 2018 di deliberare l'affidamento del relativo incarico nell'ottica, tra l'altro, di ridurre gli effetti del cd. "cooling in period" e consentire un periodo più adeguato per l'hand over al nuovo revisore. Il Collegio Sindacale, in qualità di Comitato per il controllo interno e la revisione contabile ai sensi dell'art. 19 del D.Lgs. 39/2010, ha approvato la procedura volta alla selezione del revisore legale, ha monitorato i criteri di selezione definiti e il processo di valutazione ad esito dei quali ha presentato al Consiglio di Amministrazione raccomandazione motivata di conferimento dell'incarico di revisione legale ai sensi dell'art. 16 del Regolamento Europeo 537/2014. Tale raccomandazione, accompagnata dalla relativa relazione, è parte integrante della proposta all'ordine del giorno di questa Assemblea.

Attività di vigilanza sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi e del sistema amministrativo contabile

Il Collegio Sindacale ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'idoneità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante:

- i** l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi;
- ii** l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile. In particolare tali relazioni hanno rappresentato le metodologie ed i processi definiti ed i supporti informatici implementati per il recepimento dall'esercizio 2018 degli IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e IFRS 9 "Strumenti finanziari";
- iii** l'esame delle Relazioni semestrale ed annuale del Chief Financial Officer/Dirigente Preposto sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria dalle quali non emergono carenze significative e per quelle non significative rilevate sono definite le relative azioni correttive;
- iv** l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e le relative azioni di mitigazione focalizzate sulle seguenti tematiche:
 - monitoraggio dei principali rischi aziendali ("Top Risk") ed esiti del Risk Assessment Annuale del portafoglio complessivo dei rischi Eni sulla base di un processo che ha coinvolto 81 società controllate in 28 Paesi. In particolare è stato fornito un focus sulle principali azioni di monitoraggio e di mitigazione attuate su alcuni Top Risk, tra cui il rischio di incidenti rilevanti agli asset upstream, il rischio credit&financing (partner upstream) e il rischio di credito commerciale;
 - esiti delle analisi "What if" sul rischio prezzo Brent e sul rischio Paese volte a verificare la resilienza economico-finanziaria sulla base degli obiettivi del piano strategico 2017-2020;
 - attività progettuali svolte in materia di rischi e specificamente volte a monitorare l'"Affidabilità degli operatori in Joint Venture nel settore upstream", il "Cyber Risk", il "Climate related Risk", il "Reputational Risk" ed infine l'"Integrated Country Risk";
- v** l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi Eni;
- vi** l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit;
- vii** le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di altri Stati con particolare riguardo a quelle idonee a determinare, se fondate, una responsabilità amministrativa di Eni o sue controllate ex Legge n. 231/2001 (o equivalenti in altri Stati); in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa sistematicamente al Collegio dalla Direzione Affari Legali;
- viii** l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni;

- ix** l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione legale, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act – come indicato nella precedente sezione "Attività di vigilanza sul processo di revisione legale dei conti e sull'indipendenza della società di revisione" della presente Relazione;
- x** i rapporti informativi con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dell'art. 151, c.1 e 2, del D.Lgs. 58/98;
- xi** la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato;
- xii** la prosecuzione di specifiche iniziative di vigilanza, già avviate dal precedente Collegio Sindacale nel corso dell'esercizio 2014, in relazione ad alcune contestazioni formulate da autorità giudiziarie italiane ed estere. In particolare, relativamente all'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria (descritta nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale), oggetto di indagine da parte della Procura della Repubblica di Milano e delle Autorità nigeriane, il Collegio Sindacale, congiuntamente con l'Organismo di Vigilanza, ha esteso l'incarico forensic affidato nel 2014 ad un primario studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, al fine di valutare se, alla luce degli atti e dei documenti resi accessibili da parte della Procura di Milano, di quelli resi disponibili dalle autorità inquirenti nigeriane nonché di ogni altra informazione utile allo scopo dell'indagine resasi disponibile, potessero essere confermate o meno le conclusioni raggiunte a seguito delle verifiche precedentemente svolte sulla vicenda e dalle quali a giudizio dell'esperto indipendente non erano emerse evidenze di condotte illecite da parte della Società. Agli esiti di tali ulteriori verifiche, lo Studio Legale internazionale incaricato ha confermato le proprie precedenti conclusioni. Il Collegio Sindacale ha preso atto, anche ai fini dei conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, secondo le procedure adottate dal Collegio Sindacale, dell'esito dell'udienza preliminare del 20 dicembre 2017 che ha disposto il rinvio a giudizio tra gli altri di Eni, quale persona giuridica ai sensi della Legge 231, dell'attuale Amministratore Delegato, del Chief Development, Operations & Technology Officer, e dell'EVP Direzione International Negotiations oltre che del precedente Amministratore Delegato. Il Collegio Sindacale monitora l'evoluzione processuale mediante incontri periodici con la Direzione Affari Legali. In relazione, inoltre, alle indagini in corso da parte della Procura di Milano che coinvolgono, fra gli altri, anche un dirigente Eni in merito ad un presunto intralcio dell'attività giudiziaria condotta dalla stessa Procura, il Collegio Sindacale ha monitorato le iniziative avviate dalla Società, non compresa fra i soggetti indagati, fra le quali, l'affidamento di un incarico ad un soggetto indipendente per lo svolgimento di un'indagine forensic su documenti e fatti relativi a tali vicende. Il consulente incaricato, le cui analisi sono in una fase preliminare, sta completando la raccolta della documentazione acquisita nell'ambito dell'indagine giudiziaria. Il Collegio Sindacale ha, inoltre, mantenuto un costante scambio informativo con la Società di revisione, anche con specifico riferimento al programma di lavoro dalla stessa svolto in merito a tali vicende. Da tali attività non sono emersi, allo stato, ulteriori elementi informativi da portare all'attenzione di questa Assemblea. Altresì il Collegio monitora anche ai fini, ove ricorrano i presupposti, dei

conseguenti adempimenti richiesti dall'art. 149, comma 3, del TUF, secondo le procedure deliberate dal Collegio stesso, gli sviluppi degli altri principali procedimenti, rilevanti anche ai fini del D.Lgs. 231/01, avviati da autorità italiane e straniere (descritti nella sezione "Contenziosi" della Relazione Finanziaria Annuale) tra cui: i) il procedimento penale avente per oggetto, tra l'altro, l'ipotesi di disastro innominato per l'area di Gela, per il quale il Giudice per l'Udienza Preliminare di Gela ha emesso, in data 28 febbraio 2018, decreto di rinvio a giudizio nei confronti della società Raffineria di Gela SpA ex D.Lgs. 231/01 e di dipendenti Eni; ii) il procedimento su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria; iii) il procedimento avviato nel 2016 dalla Procura della Repubblica di Potenza per asserite violazioni di norme a tutela dell'ambiente nell'attività produttiva del Centro Oli di Viggiano in Val D'Agri; iv) il procedimento avviato dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti, tra gli altri, del Chief Development, Operation & Technology Officer Eni e di un altro dipendente Eni, per presunti comportamenti corruttivi posti in essere in Congo nell'individuazione di partner nelle iniziative minerarie locali.

La section 301 del Sarbanes Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione. In applicazione di tale disposizione il Collegio ha approvato la procedura *"Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"*, da ultimo il 4 aprile 2017. La procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno e gestione dei rischi, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi, anche in forma confidenziale o anonima. La procedura, il cui assetto è stato valutato già in passato conforme alle best practice da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione di cui costituisce l'Allegato E e risponde agli 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 stessa. A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2017 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2017 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 73 fascicoli di segnalazioni (103 nel 2016), di cui n. 58 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (73 nel 2016) e 15 relativi ad altre materie (30 nel 2016). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2017 sono stati chiusi n. 83 fascicoli (111 nel 2016), di cui n. 61 (73 nel 2016) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 22 (38 nel 2016) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai 61 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit è risultato che 8 fascicoli contengono rilievi almeno

in parte fondati (18 nel 2016), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In 26 fascicoli (30 nel 2016) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti 27 fascicoli (25 nel 2016), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi. Al 31 dicembre 2017, restavano aperti n. 19 fascicoli (29 al 31 dicembre 2016), di cui n. 16 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (19 al 31 dicembre 2016) e 3 relativi ad altre materie (10 nel 2016). Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea.

Esposti, denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile

Dalla data della precedente Relazione del Collegio Sindacale e sino alla data della presente Relazione, sono pervenute n. 21 denunce ai sensi dell'art. 2408 del Codice Civile da parte di alcuni azionisti. Le denunce hanno avuto ad oggetto essenzialmente i principali procedimenti giudiziari illustrati nella Relazione Finanziaria, i procedimenti avviati dalla autorità garante della concorrenza e del mercato in merito alle pratiche commerciali poste in essere da Eni SpA prima e dalla sua controllata Eni Gas e Luce SpA poi e l'inadeguatezza delle risposte formulate ad alcune domande pre-assembleari in occasione della Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017. Il Collegio ha approfondito tutte le denunce ricevute anche mediante incontri con i vertici delle strutture aziendali competenti e ad esito di tali approfondimenti, non ha riscontrato elementi per ritenere fondate le irregolarità prospettate, ritenendo adeguate le analisi condotte dalla società e le azioni poste in essere.

Il Collegio non è a conoscenza di altri esposti di cui dare menzione all'Assemblea.

Attività di vigilanza sull'adeguatezza della struttura organizzativa

Il Collegio ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/98, tramite: (1) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali; (2) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate rilevanti ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni; (3) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa anche sulle controllate estere.

Nell'ambito della propria attività di vigilanza il Collegio ha altresì preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale, poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche, sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza Eni ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2017 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione. Inoltre, anche nell'ambito degli incontri con le

competenti strutture della Direzione Compliance, il Collegio Sindacale ha ricevuto informativa in merito alla realizzazione di un nuovo modello di compliance in materia di responsabilità di impresa per le società controllate estere. In particolare per tali società, in sostituzione dell'adozione formale di un "Modello 231", è stata prevista l'implementazione di presidi di controllo relativi ad alcune specifiche "categorie di reato 231" per le quali, secondo una logica risk-based, si ritiene esistente un più significativo rischio di responsabilità amministrativa di impresa. È previsto, inoltre, che in luogo della nomina degli Organismi di Vigilanza vengano costituiti, in base al livello di rischio di ciascuna realtà, Local Compliance Committee, con membri interni alla società, ovvero, per le società a maggior rischio, Compliance Supervisory Body composti da componenti interni ed esterni qualificati.

Con riferimento, infine, alle disposizioni di cui all'art. 15 del Regola-

mento Mercati (adottato dalla Consob con delibera n. 20249 del 28 dicembre 2017), relative alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, il Collegio Sindacale segnala che, alla data del 31 dicembre 2017, le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del Sistema di Controllo Interno Eni sull'Informativa Finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative.

Valutazioni conclusive

Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2017 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

6 aprile 2018

Rosalba Casiraghi



Enrico Maria Bignami



Paola Camagni



Andrea Parolini



Marco Seracini



Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2017.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

15 marzo 2018

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi

Massimo Mondazzi

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



EY S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli Azionisti della
Eni S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. (la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio della presente relazione*. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio d'esercizio nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.



Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
Riserve di petrolio e di gas naturale	
La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino. Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali performance future della Società. La Società ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nella nota 5 "Stime contabili e giudizi significativi".	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dalla Società di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (<i>proved undeveloped</i>); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno della Società con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di impairment, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.
Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P)	
La verifica del valore recuperabile delle attività materiali e immateriali del settore E&P è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione in quanto si basa sulle previsioni dei flussi di cassa futuri, caratterizzate da stime significative. In tale ambito, assumono particolare rilevanza le previsioni dell'andamento atteso nel lungo periodo del prezzo delle <i>commodities</i>, anche considerata la volatilità del mercato petrolifero, delle produzioni, dei costi operativi e degli investimenti.	Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendoci anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dalla Società per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle <i>commodities</i>, anche rispetto ai valori



La Società ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 17 "Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali" e, con riferimento alla complessità delle stime, nella nota 5 "Stime contabili e giudizi significativi".

espressi dal mercato e dagli analisti di settore; inoltre, abbiamo confrontato le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività materiali e immateriali con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

La Società è interessata da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per la Società derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione. La Società ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 35 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dalla Società relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dalla Società. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.



Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per un'adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;



- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio d'esercizio espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la loro conformità alle norme di legge.



Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Roma, 6 aprile 2018

EY S.p.A.

Riccardo Rossi
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

ALLEGATI 2017



ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI AL 31 DICEMBRE 2017

PARTECIPAZIONI DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2017

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2017, nonché delle altre partecipazioni rilevanti.

Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso;

per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.

In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2017 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	28	147	175						
Imprese consolidate joint operation				7	5	12			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	26	29	19	36	55			
Valutate con il metodo del costo	5	6	11	3	31	34	4	25	29
	8	32	40	22	67	89	4	25	29
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllo congiunto					3	3			
					3	3			
Totale imprese	36	179	215	29	75	104	4	25	29

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO RESIDENTI IN STATI O TERRITORI A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

La Legge 28 dicembre 2015, n. 208, (Legge di stabilità 2016), con decorrenza 1° gennaio 2016, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche i regimi fiscali, anche speciali, di Stati o territori si considerano privilegiati laddove il livello nominale di tassazione risulti inferiore al 50 per cento di quello applicabile in Italia, da tale nozione sono esclusi gli Stati appartenenti all'Unione Europea ovvero quelli appartenenti allo Spazio Economico Europeo con i quali l'Italia ha stipulato un accordo che assicuri un effettivo scambio di informazioni.

Al 31 dicembre 2017, Eni controlla 10 società residenti o con stabili organizzazioni in Stati o territori che applicano un regime fiscale pri-

villegiato individuati dall'art. 167, comma 4 del TUIR, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 10 società, 6 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 4 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione del livello di tassazione cui sono sottoposte. Delle 10 società, 8 rivengono dalle acquisizioni di Lasmo Plc, di Burren Energy Plc, di attività congolese della Maurel & Prom e di attività indonesiane di Hess Corporation. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi considerati a regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2017 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci
					25,76 4,34 0,91 68,99

IMPRESE CONTROLLATE

| Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA)	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[#] Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd ⁽⁹⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd (in liquidazione)	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd (L) Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Shakti Ltd ⁽⁸⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(8) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sarl Eni International BV	99,99 [...] [...]	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00		P.N.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 [...]		P.N.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	13.132.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽⁸⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV ⁽²⁴⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Lomas De Chapultepec, Mexico City (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,50	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[8] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

[24] La società ha una filiale in Iraq ed una in Dubai, Emirati Arabi Uniti, quest'ultimo, Stato o territorio a regime privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza del Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00		P.N.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,64	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	963.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
EniProgetti Egypt Ltd (ex Tecnomare Egypt Ltd)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleum LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleum Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁹⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
000 "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[8] Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

| Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	750.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	99,87 0,13	99,87	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	ETS SpA	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA LNG Shipping SpA Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	31.033.000.000	Tigáz Zrt	100,00	98,99	C.I.
Tigáz Tisztántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.486.070.500	Eni SpA Soci Terzi	98,99 1,01	98,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio AgipGas Sabina (in liquidazione)	Cittaducale (RI)	Italia	EUR	5.160	Eni Fuel SpA	100,00		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	58.944.310	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00		Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 [..]	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esaccontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 [..]	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 [..]		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.364.790.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Industriale Gas Naturale (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo ScpA	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd (in liquidazione)	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Americas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	CDF	1.000.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 [..]		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,80	Eni SpA Soci Terzi	99,67 0,33	99,67	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00	49,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	2.474.225.632	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Designated Activity Company	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 [..]	100,00	C.I.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,16	Syndial SpA Soci Terzi	99,97 0,03		P.N.
Eni Energia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	5.518.620,64	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
Syndial Servizi Ambientali SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	424.818.703,05	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

■ IMPRESE A CONTROLLO CONGIUNTO E COLLEGATE

| Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mozambique Rovuma Venture SpA^(†) (ex Eni East Africa SpA)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29	J.O.
Società Oleodotti Meridionali-SOM SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	J.O.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.907.000.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
Cabo Delgado Gas Development Limitada^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Cardón IV SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00	Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00	P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50	Co.
East Kanayis Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
East Obaiyed Petroleum Company^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El-Fayrouz Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00	Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,10	Unimar Llc	100,00	
Fedynskmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67	P.N.
InAgip doo^(†)	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00	Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75	Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00	P.N.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Llc "Westgasinvest"^(†)	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	379.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.402.100.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Mozambique Rovuma Venture SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Shatskmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS^(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	9.850.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc^(†)	Houston (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	195.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

| Gas & Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Mariconsult SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	J.O.
Transmed SpA ^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Blue Stream Pipeline Co BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	J.O.
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA ^(†)	Ampelokipi Menemi (Grecia)	Grecia	EUR	247.127.605	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00	P.N.
Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessalia SA ^(†)	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni gas e luce SpA Soci Terzi	49,00 51,00	P.N.
GreenStream BV ^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01	P.N.
SAMCO Sagi	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00	P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ^{(†)(19)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	J.O.
Turul Gázvezeték Építő és Vagyongkezelő Részvénytársaság ^(†)	Tatabánya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58	P.N.
Unión Fenosa Gas SA ^(†)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(19) Società localizzata in uno Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

| Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Arezzo Gas SpA^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Fuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA^(†)	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petroven Srl^(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
SeaPad SpA^(†)	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Termica Milazzo Srl^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA^(†)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	7.798.020,99	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralölh. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,56 14,56 14,56 56,32		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,84	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 ^(a) 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrica SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA^(†)	Novara	Italia	EUR	179.000	Versalis SpA Genomatica Inc	80,00 20,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,11 4,61 62,28		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	301.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Zeal Ltd^(†)	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

| Corporate e Altre attività

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56 ^(a) 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Saipem SpA^{(#)(†)}	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.191.384.693	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	30,54 ^(b) 1,48 67,98		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00(b) Quota di Controllo: Eni SpA 31,00
Soci Terzi 69,00

■ ALTRE PARTECIPAZIONI RILEVANTI

| Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000 Eni SpA Soci Terzi	20,00 80,00	Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	692.507.924,87	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co NV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

| Gas & Power

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782 Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64 Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

| Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio Nazionale per la Gestione Raccolta e Trattamento degli Oli Minerali Usati (ex Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati)	Roma	Italia	EUR	36.149 Eni SpA Soci Terzi	12,43 87,57	Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA⁽¹⁴⁾	Roma	Italia	ITL	360.000.000 Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	91.139 Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749 Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépôt Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40 Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500 Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a) Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
S.I.P.G. Société Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000 Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713 Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,44 84,56	Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	8.898 Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500 Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	Co.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309 Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

(14) La società è stata sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della legge n. 95 del 3 aprile 1979. La liquidazione si è conclusa il 28 aprile 2015 ed è stata depositata l'istanza di cancellazione che è in attesa di autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

| Corporate e Altre attività

Corporate e società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Emittenti Titoli SpA (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA (L) Soci Terzi	10,00 ^(a) 0,78 89,22	Co.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
OGCI Climate Investments Llp	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(b)	Eni UK Ltd Soci Terzi	14,29 85,71	Co.

[*] C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

[a] Quota di Controllo: Eni SpA 10,08
Soci Terzi 89,92

[b] Azioni senza valore nominale.

■ VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATE NELL'ESERCIZIO

| Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 7)

Coral South FLNG DMCC	Dubai	Exploration & Production	Costituzione
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni gas e luce SpA	San Donato Milanese (MI)	Gas & Power	Sopravvenuta rilevanza
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Eni Montenegro BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Altre Attività	Sopravvenuta rilevanza
Eni Oman BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza

IMPRESE ESCLUSE (N. 9)

Burren Energy (Services) Ltd (in liquidazione)	Londra	Exploration & Production	Cancellazione
Burren Energy Ltd (in liquidazione)	Nicosia	Exploration & Production	Cancellazione
Coral South FLNG DMCC	Dubai	Exploration & Production	Cessione del controllo
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles	Gas & Power	Cancellazione
Eni Dación BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni G&P France BV (in liquidazione)	Amsterdam	Gas & Power	Cancellazione
Eni Gas & Power NV	Vilvoorde	Gas & Power	Cessione
Eni RD Congo SA	Kinshasa	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Wind Belgium NV	Vilvoorde	Gas & Power	Cessione

| Imprese consolidate joint operation

IMPRESE ESCLUSE (N. 2)

Petrolig Srl (in liquidazione)	Genova	Refining & Marketing	Cancellazione
Servizi Milazzo Srl	Milazzo (ME)	Refining & Marketing	Fusione

■ ALLEGATO ALLE NOTE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

| Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2017

Adriaplin doo – Lubiana (Slovenia)

L'Assemblea del 7 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €3.119.992,67 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €1.000.000, portando a nuovo l'utile residuo di €1.963.993,04. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €510.000, in data 30 giugno 2017.

In data 30 giugno 2017, nell'ambito del conferimento del ramo d'azienda denominato "Retail Market Gas & Power", Eni ha conferito la totalità della propria quota partecipativa alla controllata Eni gas e luce SpA.

Agenzia Giornalistica Italia SpA – Roma

L'Assemblea del 21 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €6.936.540,52 e ha deliberato di incrementare la riserva per copertura perdite di €7.800.000 e di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva per copertura perdite. In pari data, Eni ha versato €7.800.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 2.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €2.000.000.

Ecofuel SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €35.587.933 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €65.000.000, pari a €0,65 per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per €29.412.067. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €25.000.000, in data 19 maggio 2017, una seconda tranche pari a €20.000.000 in data 20 settembre 2017 ed una terza tranche, pari a €20.000.000, in data 20 dicembre 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA – Roma

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €1.239.950,90 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea ha altresì deliberato la modifica degli art. 2, 16 e 22 dello statuto sociale. In particolare la modifica dell'art. 2 ha legittimato gli azionisti che non hanno concorso all'approvazione della deliberazione, ad esercitare il diritto di recesso ai sensi dell'art. 2437-bis del Codice Civile, ad un valore di liquidazione determinato in €1,30 per ciascuna azione. In data 21 luglio 2017, Eni ha acquistato n. 39.963 azioni oggetto di recesso, pari allo 0,0243% del capitale sociale, per un corrispettivo di €51.951,90.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è variata da n. 163.914.830 azioni a n. 163.954.793 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,67148% del capitale sociale di €85.537.498,80.

Eni Angola SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude l'utile di €17.263.677,65 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di €13.223.677,65.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 3 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €20.308,61 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo di €19.293,17.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Energia Srl – San Donato Milanese

In data 12 dicembre 2017 è stata costituita la società Eni Energia Srl con un capitale sociale di €10.000, rappresentato da n. 1 quota del valore nominale di €10.000. Eni, in qualità di unico socio, ha versato la somma di €100.000, di cui €10.000 ad integrale sottoscrizione del capitale sociale e €90.000 da destinarsi ad altre riserve.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2017 è rappresentata da n. 1 quota del valore nominale di €10.000, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.

Eni Finance International SA – Bruxelles (Belgio)

L'Assemblea del 7 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di \$122.948.952 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di \$356, pari al 33,61262% del capitale sociale di \$2.474.225.632.

Eni Fuel SpA – Roma

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €1.725.500 e ne ha deliberato il riporto a nuovo, previo accantonamento alla riserva legale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 58.944.310 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €58.944.310.

Eni gas e luce SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 6 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €213.310,88 e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea del 12 giugno 2017 ha deliberato un aumento del capitale sociale di €743.344.008 mediante emissione di n. 743.344.008

azioni ordinarie del valore nominale di €1 cadauna, con sovrapprezzo azionario di €791.555.303, per complessivi €1.534.899.311 riservati al socio unico Eni che le ha liberate mediante conferimento in natura del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power".

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è variata da n. 6.655.992 azioni a n. 750.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €750.000.000.

Eni Gas & Power France SA – Parigi

In data 7 giugno 2017, Eni ha acquisito da Eni Gas & Power France BV la partecipazione in n. 4.271.318 azioni del valore nominale di €7, pari al 99,87182% del capitale sociale di €29.937.600 di Eni Gas & Power France SA per un importo di €259.000.000. In data 30 giugno 2017, nell'ambito del conferimento del ramo d'azienda denominato "Retail Market Gas & Power", Eni ha conferito la totalità delle azioni in suo possesso alla controllata Eni gas e luce SpA.

Eni Gas & Power NV – Vilvoorde (Belgio)

Nel corso del 2017, sono divenuti effettivi gli esiti della delibera Assembleare del 22 dicembre 2016 relativa alla riduzione della riserva legale di €27.579.945 e alla riduzione del capitale sociale da €413.248.823,14 a €31.925.264 senza riduzione del numero di azioni. In data 10 marzo 2017, Eni ha incassato la somma di €27.579.945. In data 21 marzo 2017, Eni ha incassato la somma di €381.323.559,14. L'Assemblea del 6 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €32.482.762,37 e ne ha deliberato la relativa distribuzione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a €32.482.721,40 in data 20 aprile 2017. In data 19 maggio 2017, Eni ha acquistato n. 1 azione, pari al restante 0,00013% del capitale sociale, per un corrispettivo di €368,15. Il Consiglio di Amministrazione del 4 luglio 2017 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo di €40.000.000. Eni ha incassato il dividendo in data 6 luglio 2017. In data 10 luglio 2017, Eni ha ceduto n. 792.877 azioni ordinarie, pari al 100% del capitale sociale, un corrispettivo di €302.096.667.

Eni Gas Transport Services Srl – San Donato Milanese

L'Assemblea del 11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €45.887,48 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €43.600, portando a nuovo l'utile residuo di €3,01. Eni ha incassato il dividendo in data 20 aprile 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in una quota pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Designated Activity Company – Dublino (Irlanda)

L'Assemblea dell'11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €16.825.979,33 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 500.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €500.000.000.

Eni International BV – Amsterdam (Paesi Bassi)

L'Assemblea dell'11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di \$691.921 migliaia e ne ha deliberato la distribuzione, in una o più tranches, a titolo di dividendo. Eni ha incassato il dividendo in data 18 settembre 2017. L'Assemblea del 28 giugno 2017 ha deliberato un aumento del capitale proprio di \$800.000 migliaia, a titolo di

sovrapprezzo. In data 5 luglio 2017, Eni ha versato la somma di \$800.000 migliaia. L'Assemblea ha altresì deliberato di distribuire un dividendo di \$2.300.000 migliaia. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a \$800.000 migliaia, in data 5 luglio 2017 e le restanti quote nel periodo luglio-novembre 2017. L'Assemblea del 13 dicembre 2017 ha deliberato un aumento del capitale proprio di \$1.200.000 migliaia, a titolo di sovrapprezzo. In pari data, Eni ha versato la somma di \$1.200.000 migliaia.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 10 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di £870.020 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc – Londra (Regno Unito)

L'Assemblea del 10 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con un utile di \$557.673.000 e ne ha deliberato il trasferimento a riserve. L'Assemblea del 2 febbraio 2017 ha deliberato la restituzione all'azionista di maggioranza Eni di una quota delle riserve in conto capitale precedentemente versate pari a \$750.000.000. In pari data, Eni ha incassato la somma \$750.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA – Gela

L'Assemblea del 7 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €54.621.788,87 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €2.895.858,81 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni New Energy SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 24 novembre 2017 ha deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale di €15.000.000 mediante versamento dell'azionista di pari importo. In data 5 dicembre 2017, Eni ha versato l'importo di €15.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 5.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €5.000.000.

Eni Petroleum Co Inc – Dover (USA)

L'Assemblea del 7 febbraio 2017 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$170.000.000 mediante versamento

pro-quota degli azionisti. In data 7 febbraio 2017, Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$108.556.832,69.

L'Assemblea dell'11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di \$506.849.000 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 4 dicembre 2017 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di \$160.000.000 mediante versamento pro-quota agli azionisti. In data 18 dicembre 2017 Eni ha versato la quota di propria spettanza di \$102.171.136,65.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di \$50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di \$156.600.000.

EniPower SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €111.855.218,55 e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di €100.164.471,99, pari a €0,106 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €6.097.985,63. Eni ha incassato il dividendo in data 26 aprile 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA) – Venezia

A partire dal 1° gennaio 2017, in attuazione della delibera assembleare del 12 dicembre 2016, la società ha modificato la denominazione sociale in "EniProgetti SpA". L'Assemblea del 10 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €5.458.861,45 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €5.456.000, pari a €13,64 per azione, portando a nuovo l'utile residuo per €2.861,45. Eni ha incassato il dividendo in data 15 settembre 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

EniServizi SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 30 marzo 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €7.388.620,63 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo delle riserve disponibili per €1.528.858,05, in particolare mediante utilizzo della riserva di utili portati a nuovo per €584.803,80, della riserva facoltativa per €330.558,49, della riserva per operazioni di business combination under common control per €210.115,41, della riserva ex art. 13 del D. Lgs. 124/1993 per €13.083 e della riserva legale per €390.297,35. L'Assemblea ha altresì deliberato di costituire una riserva per copertura perdite di €7.600.000 e di coprire la perdita residua di €5.859.762,58 mediante utilizzo per pari importo della riserva per copertura perdite. In pari data, Eni ha versato €7.600.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Eni Timor Leste SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €623.464,45 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA – Roma

In data 3 febbraio 2017, Eni ha acquistato n. 3.161.650 azioni del valore nominale di €1, pari al restante 5,2662% del capitale sociale, dalla Eni Gas & Power NV, per un corrispettivo di €43.200.000. L'Assemblea del 30 marzo 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €119.095.475,16, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €113.140.701,40, pari a €1,8845 per azione. Eni ha incassato il dividendo in data 28 aprile 2017. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire le perdite pregresse mediante l'utilizzo della riserva per avanzo di fusione pari a €456.303,56 e l'utilizzo di parte della riserva per sovrapprezzo azioni per €111.286.953,84.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è variata da n. 56.875.000 azioni a 60.036.650 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €41.291.015,32 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo integrale della riserva copertura perdite future per €24.513.283,56 e mediante utilizzo di parte della riserva in conto capitale per €16.777.731,76.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA (in liquidazione) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2017 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €7.423 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Floaters SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 4 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €19.273.869 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €34.020.400, pari a €0,17 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €14.746.531. Eni ha incassato il dividendo in data 27 aprile 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

leoc SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €2.209.469,46 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva copertura perdite. L'Assemblea ha altresì deliberato la costituzione di una riserva in conto capitale di €2.000.000. Eni ha versato la somma di €2.000.000 in data 30 novembre 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 18.331 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €18.331.000.

LNG Shipping SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con una perdita di €29.627.565,39 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva legale.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA – Gela

L'Assemblea del 12 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €98.895.241,59 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'utilizzo della riserva di utili portati a nuovo per €967.347,91 e l'utilizzo della riserva per copertura perdite future per €97.927.893,68. L'Assemblea ha inoltre deliberato l'aumento della riserva per copertura perdite future per €80.000.000 mediante versamento dell'azionista di pari importo. In data 13 aprile 2017, Eni ha versato la somma di €80.000.000.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Serfactoring SpA – San Donato Milanese

Nell'ambito del riassetto delle attività finanziarie di Eni Adfin SpA, con efficacia dal 1° ottobre 2017, Eni ha acquisito il ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali e finanziarie di Eni e gestione delle partecipazioni" da Eni Adfin SpA. Per effetto di tale operazione, Eni ha acquisito la partecipazione diretta in Serfactoring SpA.

La partecipazione nella società al 31 dicembre 2017 è rappresentata da n. 490.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 49% del capitale sociale di €5.160.000.

Servizi Aerei SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 7 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €18.580.734,51 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombie Metano SpA – Roma

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €5.351 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Petroliera Italiana SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €4.915.235 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rima-

sta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,33, pari al 99,96413% del capitale sociale di €24.103.200.

Syndial Servizi Ambientali SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €252.042.012,21 e ha deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale da €422.269.480,70 a €170.227.468,49. L'Assemblea ha altresì deliberato di aumentare il capitale sociale da €170.227.468,49 a €424.818.703,05 mediante l'emissione di n. 397.798.804 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 5 aprile 2017, Eni ha sottoscritto n. 397.798.326 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €254.590.928,64. In data 8 maggio 2017, Eni ha sottoscritto n. 470 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €300,80.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è variata da n. 397.798.326 azioni a n. 795.597.122 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99994% del capitale sociale di €424.818.703,05.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működő Részvénytársaság – Hajduszoboszló (Ungheria)

L'Assemblea del 27 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con una perdita di 931.411.000 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 33.602.138 azioni del valore nominale di 250 fiorini ungheresi, pari al 98,99204% del capitale sociale di 8.486.070.500 fiorini ungheresi.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 5 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €86.593.745,93 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €86.593.770, pari a €788,65 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €593,80 e portando a nuovo l'utile residuo di €569,73. Eni ha incassato il dividendo in data 20 aprile 2017.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 12 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €149.795.304 e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo per €142.305.539.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 1.364.790.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.364.790.000.

Imprese collegate e a controllo congiunto al 31 dicembre 2017

Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA – Ampelokipi-Menemeni (Grecia)

In data 26 gennaio 2017, in relazione al processo di liberalizzazione del mercato del gas in Grecia, l'Assemblea straordinaria ha deliberato la riduzione del capitale sociale da €266.309.200 a €247.127.605 mediante il trasferimento della propria quota partecipativa in Gas Supply Thessaloniki – Thessaly SA al socio Eni per n. 6.743.276 azioni ordinarie del valore nominale di €1 per azione, pari al 49% del capitale sociale, e al socio terzo per n. 7.018.512 azioni ordinarie del valore nominale di €1 per azione, pari al 51% del capitale sociale, iscrivendo la differenza di €5.419.807 alla riserva sovrapprezzo azioni. L'Assemblea del 15 giugno 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €26.383.948,66, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di €25.472.309. In data 30 giugno 2017, nell'ambito del conferimento del ramo d'azienda denominato "Retail Market Gas & Power", Eni ha conferito alla controllata Eni gas e luce SpA la totalità delle azioni in suo possesso ed il credito relativo ai dividendi deliberati dall'Assemblea del 15 giugno 2017.

Gas Supply Company Thessaloniki-Thessaly SA – Salonico (Grecia)

In data 26 gennaio 2017, in relazione al processo di liberalizzazione del mercato del gas in Grecia, è avvenuto il trasferimento della totalità delle azioni precedentemente detenute dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA ad Eni per n. 6.743.276 azioni ordinarie del valore nominale di €1, pari al 49% del capitale sociale, e ad un socio terzo n. 7.018.512 azioni ordinarie del valore nominale di €1, pari al 51% del capitale sociale ad un socio terzo. L'Assemblea del 15 giugno 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €1.285.465,48, e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria, di distribuire un dividendo di €826.758,95. In data 30 giugno 2017, nell'ambito del conferimento del ramo d'azienda denominato "Retail Market Gas & Power", Eni ha conferito alla controllata Eni gas e luce SpA la totalità delle azioni in suo possesso ed il credito relativo ai dividendi deliberati dall'Assemblea del 15 giugno 2017.

Mariconsult SpA – Milano

L'Assemblea del 20 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €211.382,54 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €227.486,25 pari a €113,743125 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €16.103,71. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €113.743,12 in data 19 maggio 2017. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60 pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Saipem SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea del 28 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €807.901.671,10 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo della riserva da sovrapprezzo azioni per €700.799.976,77, della riserva da operazioni under common control per €38.627.722,40 e della riserva per avanzo di fusione per €68.473.971,93. L'Assemblea ha altresì deliberato il raggruppamento delle n. 10.109.668.270 azioni ordinarie e delle n. 106.126 azioni di risparmio, rispettivamente in n.

1.010.966.827 nuove azioni ordinarie e n. 10.612 nuove azioni di risparmio, nel rapporto di 1 nuova azione ordinaria ogni 10 esistenti azioni ordinarie e di 1 nuova azione di risparmio ogni 10 azioni di risparmio esistenti, previo annullamento di n. 6 azioni di risparmio al solo fine della corretta quadratura dell'operazione e senza riduzione dell'ammontare complessivo del capitale sociale. In data 24 maggio 2017, Eni ha incassato €3,54 a titolo di liquidazione delle n. 9 azioni ordinarie di propria spettanza oggetto di frazionamento ad un prezzo di € 0,3928 ciascuna.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è variata da n. 3.087.679.689 azioni a n. 308.767.968 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, pari al 30,54153% del capitale sociale di €2.191.384.693.

Seram SpA – Fiumicino

L'Assemblea del 18 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €599.263 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire un dividendo di €300.000, pari a €50 per azione e di portare a nuovo l'utile residuo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €75.000 in data 27 settembre 2017. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA – Milano

L'Assemblea del 20 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €6.304.054,60 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €6.304.050, pari a €26,266875 per azione e portando a nuovo l'utile residuo di €4,60. L'Assemblea ha altresì deliberato il riporto a nuovo della riserva ex art. 2426, comma. 8 bis del Codice Civile, divenuta disponibile, pari a €34.557. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.152.025 in data 19 maggio 2017. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1 pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd – St. Helier (Channel Islands)

L'Assemblea straordinaria del 29 marzo 2017 ha deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario di \$45.879.500, tramite la riduzione della riserva sovrapprezzo azioni per pari importo. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$22.939.750 in data 20 aprile 2017. L'Assemblea del 12 luglio 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di \$21.515.841, e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di \$21.531.587, pari a \$20,8841775 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di \$15.746. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di \$10.765.793,50 in data 20 luglio 2017. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di \$10, pari al 50% del capitale sociale di \$10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA – Madrid (Spagna)

L'Assemblea del 14 giugno 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €29.250.465,76 e ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60 pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Imprese joint operation al 31 dicembre 2017

Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) – San Donato Milanese

L'Assemblea del 10 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con la perdita di €25.158.329,26 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva in conto capitale. In data 13 dicembre 2017, Eni ha ceduto n. 7.142.857 azioni, pari al 35,714285% del capitale sociale, per un corrispettivo di \$2.772.140.787. Il Consiglio di Amministrazione della società in data 13 dicembre 2017 ha modificato la denominazione sociale in Mozambique Rovuma Venture SpA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è variata da n. 14.285.714 azioni a n. 7.142.857 azioni del valore nominale di €1, pari al 35,714285% del capitale sociale di €20.000.000.

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA – San Donato Milanese

L'Assemblea dell'11 aprile 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude con l'utile di €562.570,83 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €6.170.000, pari a €2 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva sovrapprezzo azioni per €5.607.429,17. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.319.000 in data 10 maggio 2017. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Raffineria di Milazzo ScpA – Milazzo

L'Assemblea del 2 maggio 2017 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2016 che chiude in pareggio.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2016 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

| Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2017 (migliaia di euro)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	11.065
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	129
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi ^[1]	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	1.289
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo ^[2]	i) Società controllate	4.428
	ii) Rete del revisore della capogruppo ^[3]	ii) Società controllate	7.379
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo ^[4]	i) Società controllate	86
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	107
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo	i) Società controllate	0
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	0
Altri servizi ^[5]	i) Revisore della capogruppo	i) Società controllate	47
	ii) Rete del revisore della capogruppo	ii) Società controllate	388
Totale			24.917

[1] Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo da EY SpA sono relativi principalmente all'emissione negative assurance su relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi, alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe e alla revisione del bilancio di sostenibilità.

[2] Di cui Euro 160 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[3] Di cui Euro 100 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto - joint operation.

[4] Di cui Euro 0,5 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto - joint operation.

[5] Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate da EY SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alle verifiche sui riaddebiti dei costi.

Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2017: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

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

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

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998

Integrated Annual Report

Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito presso la US Securities and Exchange Commission

Fact Book (in italiano e in inglese)

Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998

Interim consolidated report as of June 30

Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998

(in italiano e in inglese)

Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Eni in 2017 - Summary Annual Review (in inglese)

Eni For 2017 - Sustainability Report (in italiano e in inglese)

Sito internet

www.eni.com

Centralino

+39-0659821

Numero verde

800940924

Casella email

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

Stampa

Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

