

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

	PAESE 	PAESE/CONTROPARTE 
RISCHIO ESTERNO	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.
	AZIONI DI TRATTAMENTO <ul style="list-style-type: none"> 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 <ul style="list-style-type: none"> Stipula di accordi specifici su piani di rientro finalizzati al recupero dell'esposizione; Securitization package, anche con ritiri in kind e/o utilizzo di escrow account dedicati; Collaterali a mitigazione (garanzie sovrane, parent company guarantees, lettere di credito); Negoziazione di carry agreement. → Rif. pag. 93-95
RISCHIO STRATEGICO	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).	PREZZO COMMODITY  Rischio di imbalance tra la domanda e l'offerta globale di greggio.
	AZIONI DI TRATTAMENTO <ul style="list-style-type: none"> Approvazione da parte del CdA del GHG Action Plan al 2025 e rafforzamento della tematica Climate Change nel Piano Strategico, con obiettivi di medio termine e investimenti in linea con l'Action Plan al 2025. Impegno nella definizione di una road-map di decarbonizzazione di lungo termine; Partecipazione al Preparer Forum for oil&gas, nell'ambito della TCFD, per supportare il progressivo e corretto recepimento delle raccomandazioni emesse; Rafforzamento del ruolo del gas come pilastro della transizione low carbon, anche attraverso impegni concreti nella riduzione delle emissioni di metano sull'intera value chain; Sviluppo sostenibile del business green refinery e iniziative mirate di bio-based chemistry, nonché integrazione del business con le energie rinnovabili; Sensitivity sul "Carbon Pricing": valutazione dei principali investimenti e analisi di resilienza del portafoglio allo scenario low carbon IEA; Impegno nella ricerca low carbon con il Programma Energy Transition e partecipazione al fondo OGCI Climate Investments. → Rif. pag. 102-104	<ul style="list-style-type: none"> Riduzione del prezzo di break-even dei nuovi progetti di investimento, azioni di efficienza diffuse e piani di dismissione di asset. → Rif. pag. 92-93
RISCHIO OPERATIVO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti agli asset upstream, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici, nonché nel trasporto degli idrocarburi e prodotti derivati via mare e via terra (es. incendi, esplosioni, ecc.), con danni alle persone e agli asset ed impatti sulla redditività e sulla reputazione aziendale.	CONTENZIOSI CORRUZIONE  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.
	AZIONI DI TRATTAMENTO <ul style="list-style-type: none"> Nuova metodologia di classificazione dei pozzi complessi e "Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi complessi; Sviluppo di strumenti digitali innovativi e big data analytics per migliorare le performance operative e a supporto della manutenzione preventiva (es. sala centralizzata per il monitoraggio real time degli asset produttivi); Asset Integrity Management; Sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti; Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping tramite attività di vetting su navi ed operatori terzi. → Rif. pag. 95-96	<ul style="list-style-type: none"> 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 	EVOLUZIONE NORMATIVA G&P 
<p>Rischio di credito commerciale relativo ai business mid-downstream.</p>	<p>Possibile inasprimento del contesto normativo/regolatorio nazionale e internazionale nel settore Gas & Power con potenziali impatti in termini di redditività aziendale.</p>
<p>MID-DOWNSTREAM</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>→ Rif. pag. 93-95</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>→ Rif. pag. 101</p>
STAKEHOLDER 	CONTRATTI GAS 
<p>Rapporti con gli stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry oil&gas, con impatti anche a livello mediatico.</p>	<p>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.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>→ Rif. pag. 96</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Proseguimento del processo di ristrutturazione del portafoglio supply attraverso la rinegoiazione 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. <p>→ Rif. pag. 101</p>
CONTENZIOSI AMBIENTALI E SANITARI  	CYBER SECURITY 
<p>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.</p>	<p>Cyber Security & Spionaggio industriale.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>→ Rif. pag. 96-100</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>→ Rif. pag. 99</p>

28

GOVERNANCE

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance¹, elemento fondante del modello di business della Società. Il sistema di governance, affiancando la strategia d'impresa, è volto a sostenere il rapporto di fiducia fra Eni e i propri stakeholder e a contribuire al raggiungimento dei risultati di business, creando valore sostenibile nel lungo periodo. Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate Governance ispirato a criteri di eccellenza nel confronto aperto con il mercato e con tutti gli stakeholder. Una comunicazione continua e trasparente con gli stakeholder è essenziale per

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

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

La struttura di Corporate Governance di Eni

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

Collegio Sindacale, sono stati confermati 2 dei 5 Sindaci effettivi precedentemente in carica. Analogamente a quanto avvenuto per le nomine nel 2014, per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi tempestivamente al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienza manageriale e internazionalità. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e ben diversificato. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge e dello Statuto in materia. Inoltre, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) si conferma superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina. Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni

consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi³, il Comitato Remunerazione⁴, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Il Comitato Sostenibilità e Scenari, la cui istituzione è stata confermata dal Consiglio di Amministrazione anche nel nuovo mandato, rappresenta un importante presidio alle tematiche di sostenibilità, che sono state considerate come elemento fondante delle decisioni del Consiglio, integrate nel modello di business della società. Inoltre, il Consiglio di Amministrazione di Eni il 27 luglio 2017 ha istituito un Advisory Board⁵, con il compito di analizzare i principali trend geopolitici, tecnologici ed economici, incluse le tematiche relative al processo di decarbonizzazione, a beneficio del Consiglio stesso e dell'Amministratore Delegato. Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo

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

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

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

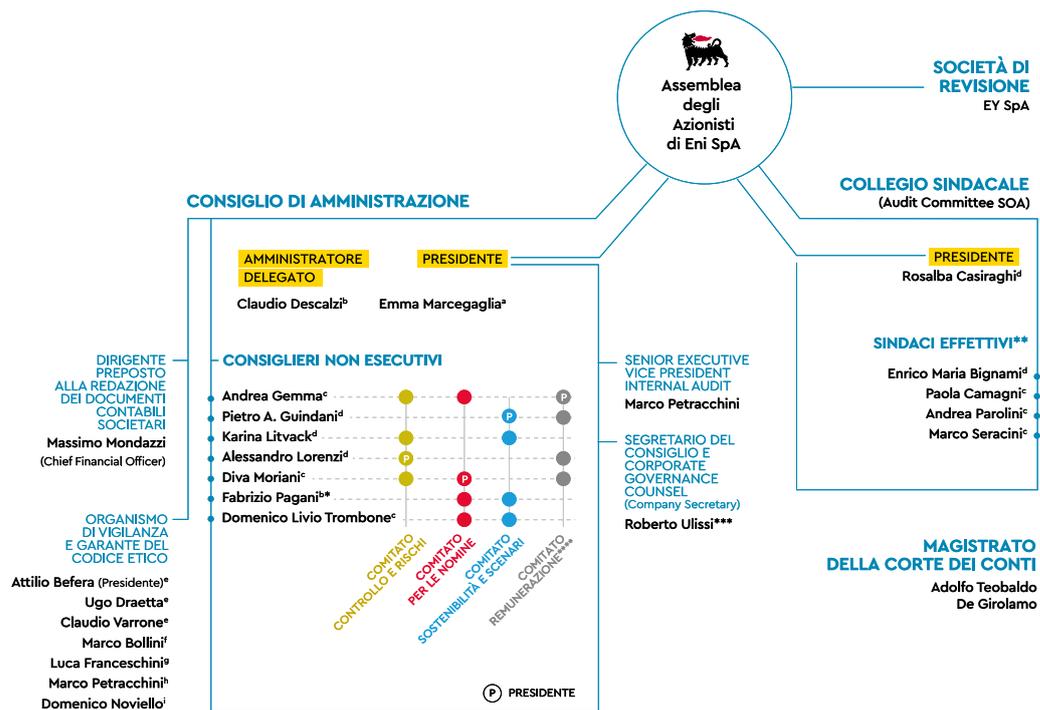
[4] Il regolamento del Comitato Remunerazione prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina. A tal proposito, il 13 aprile 2017 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha valutato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

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

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.

30 GOVERNANCE

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

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 trattenerne 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.

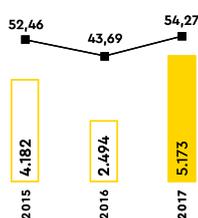
[10] Per maggiori informazioni si rinvia alla Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari 2017.

32 ANDAMENTO OPERATIVO | EXPLORATION & PRODUCTION

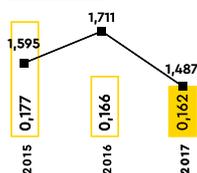
Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

EXPLORATION
& PRODUCTIONUTILE OPERATIVO
ADJUSTED

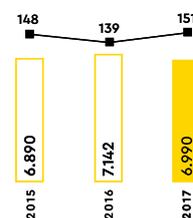
■ Utile operativo adjusted (€ milioni)
— Brent (\$/boe)

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 COST10,4
\$/BOENEL TRIENNIO
2015-2017
VS. 20 \$/BOE NEL
TRIENNIO 2012-2014AVVIO DEL
GIANT ZOHROLTRE 850
MLD di METRI CUBIDI GAS IN POSTO.
PLATEAU PRODUTTIVO
ATTESO A CIRCA 76
MILIONI DI METRI
CUBI/GIORNOPRODUZIONE
DI IDROCARBURI1,82
MLN di BOE/GIORNO(+3,2% RISPETTO
AL 2016). LA PIÙ
ELEVATA DI SEMPRERISORSE
SCOPERTE1
MLD di BOE EQUITYAL COSTO UNITARIO
DI CIRCA 1 \$/BOEFORTE GENERAZIONE
DI CASSA20,2
\$/BOECHE 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 OQCEP, 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 92.000 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 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 risorseri 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 risorseri esplorative e la crescita della generazione di cassa.

L'aumento e la valorizzazione delle risorseri 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 risorseri ad un costo unitario di circa 2 \$/boe, ancora al top delle performance dell'industria.

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

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

buto produttivo e ritorno di cassa nel quadriennio e della riduzione dell'impegno sui progetti non operati. Inoltre per mantenere adeguata elasticità finanziaria, il piano prevede una significativa percentuale di capex uncommitted; (ii) il rischio geopolitico connesso all'instabilità politica e sociale in alcuni Paesi in cui Eni opera. A mitigazione di questi rischi la parte più importante della crescita è prevista in Paesi a basso/medio rischio (l'85% degli investimenti del quadriennio); (iii) il rischio connesso alla complessità tecnologica e logistica di alcuni progetti. Le principali azioni di mitigazione prevedono, oltre che la selezione di contrattisti adeguati, il controllo e la minimizzazione dei tempi di messa in produzione delle risorseri 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 risorseri 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] Include 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 rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

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

	2017			2016			2015		
	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									
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

40 ANDAMENTO OPERATIVO | EXPLORATION & PRODUCTION

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

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, Kazakistan 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 Kazakistan, nonché dalle maggiori produzioni in Libia.

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

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

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

	2017			2016			2015		
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate									
Italia	19	4,6	49	17	4,9	49	25	5,6	62
Resto d'Europa	37	4,9	69	40	5,2	73	31	5,7	68
Africa Settentrionale	58	18,1	175	60	16,5	167	63	16,8	171
Egitto	26	8,9	84	28	6,2	68	35	5,3	69
Africa Sub-Sahariana	90	4,6	119	91	4,8	122	93	4,8	124
Kazakistan	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).