

La Risk Governance attribuisce un ruolo centrale al Consiglio di Amministrazione (CdA) il quale, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, definisce le linee di indirizzo nella gestione dei rischi, in modo che i principali rischi di Eni risultino correttamente identificati, adeguatamente misurati, gestiti e monitorati.

Inoltre, il CdA di Eni, nell'esercizio delle proprie responsabilità e del proprio ruolo di indirizzo, determina, previo parere del Comitato Controllo e Rischi, il grado di compatibilità di tali rischi con una gestione dell'impresa coerente con gli obiettivi strategici. A tal fine, l'Amministratore Delegato (AD) di Eni, avvalendosi del processo RMI, sottopone trimestralmente all'esame del CdA i principali rischi di Eni, tenendo in considerazione l'operatività e i profili di rischio specifici di ciascuna Area di Business e dei singoli processi, in modo da realizzare una politica di governo dei rischi integrata; l'AD assicura inoltre l'evoluzione del processo di RMI 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 processo di Risk Management Integrato

Il Modello RMI si esplicita attraverso un processo di gestione integrata del rischio continuo e dinamico, che valorizza i sistemi di gestione del rischio già esistenti a livello di Aree di Business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici del Modello RMI.

L'avvio del processo di assessment dei rischi prevede la definizione dell'ambito sulla base degli indirizzi definiti dal CdA, ossia l'individuazione dei processi e delle funzioni/unità organizzative/ management di Eni SpA e delle società controllate da coinvolgere nel processo RMI, in quanto si prevede che contribuiranno in termini rilevanti al raggiungimento degli obiettivi di Eni.

Nel corso del 2015 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto il risk assessment annuale, che ha coinvolto 60 società controllate, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim top risk assessment, che ha riguardato l'aggiornamento delle valutazioni, l'approfondimento delle cause e conseguenze e il trattamento dei top risk di Eni. In questo ciclo sono stati inoltre rivalutati alcuni 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 2015.

Sono stati effettuati inoltre tre cicli di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento, attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori (Key Risk Indicator, Key Control Indicator, Key Performance Indicator), consente di analizzare l'andamento dei rischi, lo stato di implementazione di azioni di trattamento specifiche poste in essere dal management, e di individuare eventuali aree di miglioramento nella gestione dei top risk. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli organi di amministrazione e controllo ad aprile, luglio e ottobre 2015.

Inoltre, è stato fornito un contributo all'elaborazione del Piano Strategico 2016-2019 attraverso l'identificazione di appositi obiettivi di de-risking sui principali rischi aziendali e di business, emanati nell'ambito delle Linee Guida 2016-19 dall'AD Eni. A fronte degli obiettivi sono state individuate azioni di trattamento specifiche, parte integrante del Piano Strategico.

Nella tabella seguente sono rappresentati i top risk di Eni rispetto agli obiettivi aziendali. Per una descrizione più approfondita di questi rischi, oltre che di ulteriori fattori di incertezza di rilevanza inferiore, si rimanda alla sezione "Fattori di rischio e incertezza".

26 Eni Relazione Finanziaria Annuale

Risk management

Obiettivi, rischi e azioni di trattamento

Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Redditività aziendale	Rischio Commodity	Perdurare di debole crescita macro-economica e di eccesso di offerta di greggio	Pag. 97-99	Revisione della manovra degli investimenti; piano di dismissioni; riduzione del prezzo di break-even dei progetti; ottimizzazione di portafoglio con nuovi sviluppi da scoperte esplorative a minore esposizione; azioni di efficienza diffuse.
Redditività aziendale	Rischi operativi, incidenti	Rischi di blow-out e altri incidenti rilevanti agli impianti di estrazione, alle raffinerie e agli stabilimenti petrolchimici nel trasporto degli idrocarburi via mare e via terra (es. incendi/esplosioni, ecc.), con impatti sui risultati, il cash flow, la reputazione e le strategie.	Pag. 100-101	"Real time monitoring" geologico e di perforazione dei pozzi critici e valutazione pre-drill e real time dei rischi di geohazards e delle geopressioni, sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza; audit specialistici HSE e monitoraggio degli impianti; gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping e degli operatori terzi, attività di vetting.
Redditività aziendale	Rischio Paese	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 e interruzioni nelle forniture gas via pipe.	Pag. 99-100	Implementazione del sistema di gestione della security con analisi di misure preventive specifiche per sito; mantenimento di relazioni efficaci e durature con i paesi produttori e gli stakeholder locali, anche attraverso progetti di sviluppo sociale territoriale e di sostenibilità; utilizzo della leva di portafoglio per ridurre la presenza in paesi ad alto rischio.
Corporate Reputation	Rischio compliance	Impatto negativo sulla reputazione aziendale 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, con ricadute su redditività, strategie e ritorni per gli azionisti.	Pag. 107	Costante attività formativa in materia di compliance/anti-corruzione e maggiore sensibilizzazione del management sulla cultura dell'etica aziendale e dell'integrità; attività di vigilanza sull'adeguatezza del disegno e corretta applicazione del Modello 231 (ODV); costante aggiornamento del corpo normativo interno (Codice Etico, MSG, ecc.); processo di analisi e trattamento delle segnalazioni, attività di audit, presidio continuo nella gestione dei contenziosi da parte di strutture organizzative dedicate.
Redditività aziendale e Corporate Reputation	Rischi operativi	Contenziosi in materia ambientale e sanitaria ed evoluzione della normativa HSE con l'emergere di contingent liabilities, con impatti sui costi operativi ed extra costi per le attività di bonifica.	Pag. 101-105	Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE. Presenza di una struttura organizzativa trasversale dedicata all'assistenza legale su tematiche HSE; costituito comitato interfunzionale per la gestione dei contenziosi per malattie professionali, strategia difensiva ad hoc per ogni contenzioso, azioni per migliorare la prevenzione delle malattie legate al lavoro; presidio degli iter autorizzativi dei progetti di bonifica attraverso un dialogo continuo con gli Enti competenti per le attività di bonifica.
Redditività aziendale e Corporate Reputation	Rischio esterno, evoluzione normativa	Climate change con conseguenze dal punto di vista economico-finanziario in termini di limitazioni o impedimenti all'operatività in specifiche aree geografiche, aumento dei costi operativi, dei capex e dei costi di assicurazione, maggiori oneri di compliance, riduzione della domanda di gas e prodotti petroliferi.	Pag. 101-105	Strutture e metodologie dedicate alla valutazione di rischi emergenti, gestione e riduzione del gas flaring, partecipazione in contesti internazionali dedicati alla messa a punto di best practice per il settore Oil & Gas e adesione a iniziative in ambito internazionale.

Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Rapporti con stakeholder, Sviluppo locale e Corporate Reputation	Rischio Strategico	Percezione negativa di alcuni stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'Industry Oil & Gas, con impatti anche a livello mediatico.	Pag. 101-105	Dialogo e trasparenza nei confronti degli stakeholder, sia a livello internazionale che nazionale, in merito alle attività di business e di sviluppo sul territorio, anche attraverso tavoli di lavoro. Sviluppo di iniziative di sostenibilità e di un modello per la gestione degli stakeholder, iniziative di comunicazione delle strategie e attività Eni.
Redditività aziendale	Rischio Strategico	Insuccesso nella rinegoziazione dei contratti gas long-term, di acquisto e vendita gas, e mancato recupero costi di logistica considerato l'eccesso di offerta e la pressione sui prezzi di vendita.	Pag. 101-105	Possibilità di attivare degli arbitrati internazionali in caso di fallimento delle attività di negoziazione; utilizzo del portfolio diversificato delle fonti di approvvigionamento, funzionalmente all'obiettivo di ottimizzazione delle strategie negoziali; revisione dei contratti di vendita gas attraverso accordi commerciali o possibilità di attivare arbitrati.
Redditività aziendale	Rischio Strategico	Complessità nella finalizzazione di negoziati petroliferi, commerciali e di compravendita di asset, per cambiamenti nei governi, nel quadro legislativo dei paesi di presenza e negli scenari di mercato.	Pag. 100-101	Presenza di una struttura organizzativa centrale dedicata alla gestione delle operazioni straordinarie di portafoglio, valutazione sia di strutture di deal alternative, sia di ulteriori target di dismissione, analisi di portafoglio Eni, integrata sui diversi settori.
Redditività aziendale	Rischio controparte	Rischio di default dei paesi detentori delle riserve e solvibilità delle compagnie di stato e dei partner in joint venture. Rischio di credito commerciale.	Pag. 99-100	Presidi organizzativi e normativi dedicati al rischio di credito, iniziative/progetti specifici di ottimizzazione dei processi e ricorso al factoring. Presenza nei contratti petroliferi e commerciali di formule di securitization, clausole di default, carry agreement, pagamenti in kind, relazioni e negoziazioni istituzionali.
Redditività aziendale	Evoluzione normativa	Rischio regolatorio del settore Oil & Gas.	Pag. 106-107	Monitoraggio costante dell'evoluzione del quadro regolatorio e presidio dei rapporti con le Autorità competenti; possibilità di ricorrere per via giudiziaria contro la nuova normativa/regolamentazione introdotta dalle Autorità competenti. Valutazione ed implementazione di iniziative volte a ottenere l'adeguamento e l'ottimizzazione dei costi di logistica gas.
Redditività aziendale	Rischi operativi	Cyber security & spionaggio industriale.	Pag. 107	Presidi organizzativi e 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.

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, in continuità con le iniziative già intraprese nel 2013-2014, cogliendo l'esigenza di approfondire il dialogo con il mercato, Eni ha organizzato, con l'intervento della Presidente del Consiglio di Amministrazione, un nuovo ciclo di incontri 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 che hanno confermato che la "Corporate Governance" di Eni è molto ben strutturata ed è fra le più valide. In particolare, gli investitori hanno espresso apprezzamento per la composizione del Consiglio di Amministrazione, anche in termini di diversity, le misure di "governance" adottate (es. costituzione del Comitato Sostenibilità e Scenari e processo di induction e on-going training) 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 la governance dei rischi adottata da Eni e per il grado di approfondimento nel relativo monitoraggio svolto dal Consiglio.

Nelle scelte societarie e di governance, come l'adesione alle raccomandazioni di autodisciplina italiane, il Consiglio di Amministrazione di Eni cura la trasparenza verso il mercato delle proprie decisioni, che devono essere motivate tempestivamente e documentate, per permettere una facile comprensione e valutazione.

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, garantendo così 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.

Nel maggio 2014, la scadenza degli organi ha portato a un grande rinnovo del Consiglio e del Collegio. In particolare, 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, che migliora inoltre le richieste di legge in termini di gender diversity.

Anche a seguito del rinnovo il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7² dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi) è superiore alle previsioni statutarie e di autodisciplina così come al numero medio presente nelle società quotate italiane³.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio

(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) Il numero di amministratori indipendenti ai sensi sia di legge che di autodisciplina è rimasto invariato anche a seguito della cooptazione di un Consigliere, avvenuta il 29 luglio 2015, in sostituzione di un Amministratore dimissionario nominato dall'Assemblea (cfr. rappresentazione grafica alla fine del paragrafo).

interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi⁴, il Compensation Committee⁵, 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. In particolare, con l'istituzione del Comitato Sostenibilità e Scenari, il Consiglio di Amministrazione ha inteso assicurare un ulteriore presidio alle tematiche di sostenibilità.

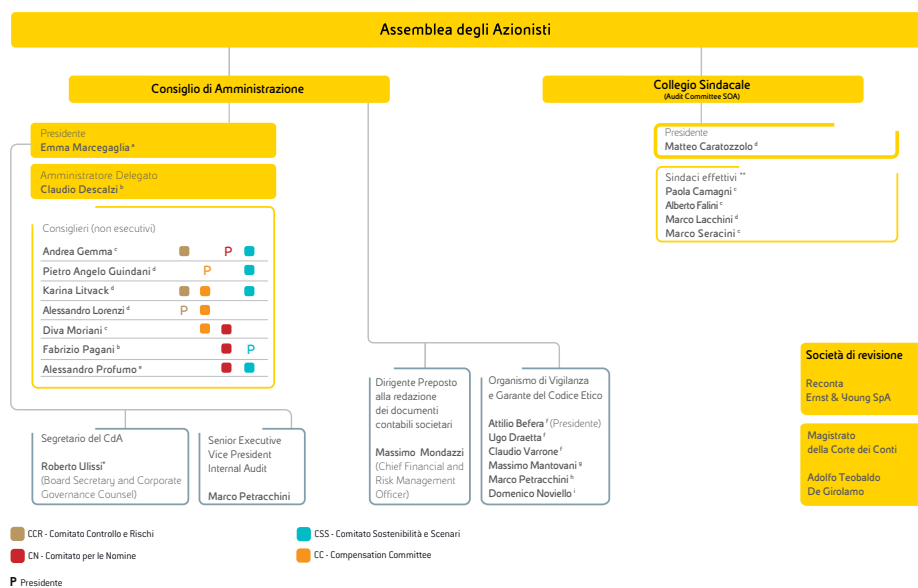
Il Consiglio ha, inoltre, attribuito alla Presidente un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Direttore propone nomina, remunerazione e risorse, gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza 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 dei principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, incluso il Responsabile del Risk Management Integrato, come descritti nel prossimo paragrafo.

Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, ha nominato un Segretario, cui ha attribuito altresì il ruolo di Corporate Governance Counsel, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti del Consiglio e dei consiglieri, che riferisce annualmente al Consiglio stesso sul funzionamento della governance di Eni. In ragione di questo ruolo, il Segretario deve essere in possesso di adeguati requisiti anche di indipendenza e dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente.

[4] 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.

[5] Il regolamento del Compensation Committee prevede che almeno un componente possieda adeguata conoscenza ed esperienza in materia finanziaria o di politiche retributive, valutate dal Consiglio al momento della nomina.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2015:



a - Componente eletta della 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 cooptato dal Consiglio di Amministrazione il 29 luglio 2015 - in sostituzione del Consigliere Luigi Zingales che aveva rassegnato le proprie dimissioni dal Consiglio il 2 luglio 2015 - indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
 f - Componente esterno.
 g - Chief Legal & Regulatory Affairs.
 h - Senior Executive Vice President Internal Audit.
 i - Executive Vice President Legislazione e Contenzioso Lavoro.
 * Anche Senior Executive Vice President Affari Societari e Governance.
 ** 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.
Mauro Lonardo - Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.

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, sostenibilità⁶, controllo interno e gestione dei rischi.

Fra i compiti più rilevanti del Consiglio vi è la nomina dei ruoli chiave della gestione e del controllo aziendali, 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 il Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale.

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno e con la supervisione del Comitato per le Nomine, effettua la propria autovalutazione ("Board Review"), 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. Inoltre, il Consiglio Eni, nel corso del 2015, ha svolto 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 la terza volta negli ultimi anni, rappresenta un'importante innovazione nell'ambito delle società quotate italiane.

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, nel corso dell'esercizio, in continuità con le iniziative già intraprese, si sono svolte ulteriori sessioni di formazione su temi istituzionali (quali corporate governance, compliance, controllo interno e gestione dei rischi) e sulle tematiche di business (in particolare, esplorazione e perforazione), con visite a siti operativi, anche all'estero. Il Consiglio ha inoltre completato l'"UN Global Compact LEAD Board Programme", dedicato alla formazione degli Amministratori sulle tematiche di sostenibilità.

In particolare, con il supporto di un facilitatore internazionale esperto in materia di sostenibilità, reporting integrato e management, il Consiglio ha svolto nel mese di settembre 2015 la seconda sessione del programma dedicata a "The role of the Board", volto ad approfondire i temi riguardanti il ruolo del Board nell'integrazione della sostenibilità nella strategia e nella gestione dell'impresa con particolare focus sul climate change. La prima sessione del programma, svoltasi nell'ottobre 2014, ha riguardato invece "The materiality of Sustainability", con l'obiettivo di rafforzare la consapevolezza circa l'importanza della sostenibilità per la strategia e il business dell'impresa. Il programma si è svolto con la supervisione del Comitato Sostenibilità e Scenari.

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.

[6] 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.

[7] Eni è componente del UN Global Compact Lead Group.

A tal fine, la struttura della 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 comparabili con Eni per dimensione e complessità, ed è adeguatamente bilanciata tra componenti fisse e variabili.

Nell'ambito della Politica di remunerazione Eni per i ruoli esecutivi, assume particolare rilevanza la componente variabile 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. La remunerazione variabile dei ruoli esecutivi aventi maggiore influenza sui risultati aziendali è, inoltre, caratterizzata da una significativa incidenza delle componenti di incentivazione di lungo termine, attraverso un adeguato differimento 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 2016, 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 e sono focalizzati per ciascuna area di business sulla performance economico/finanziaria, operativa e industriale, sull'efficienza interna e sui temi di sostenibilità (in termini di salute e sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder), nonché su obiettivi individuali assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, in coerenza 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 Assemblea⁸.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

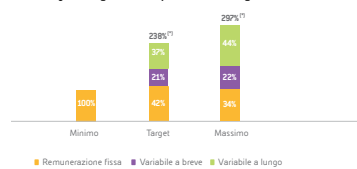
Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo tutte le persone di Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società e delle sue controllate. I componenti del Consiglio, così come i componenti 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 e Risk Management Officer (CFRO) di Eni che ricopre, inoltre, il ruolo di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP).

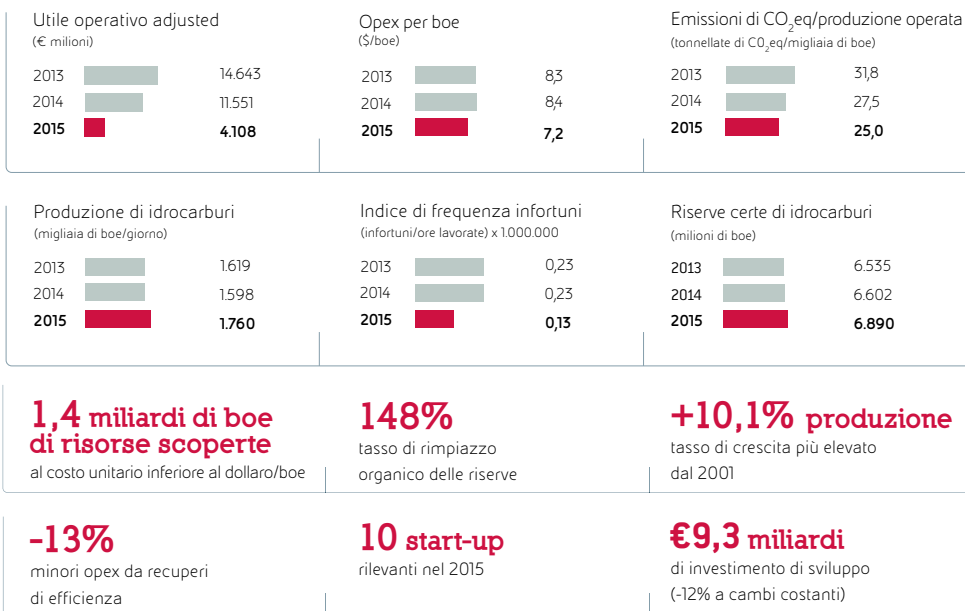
Pay Mix Dirigenti con responsabilità strategiche



(*) valore del pacchetto retributivo nominale in rapporto alla retribuzione fissa

[8] In particolare, Eni ha confermato nel 2015, l'ottimo consenso registrato già nel 2014 sulle proprie politiche di remunerazione, avendo espresso un voto favorevole il 94,3% degli azionisti votanti.

Exploration & Production



Performance dell'anno

- ▶ Nel 2015 prosegue il trend di miglioramento della performance della sicurezza con ulteriore riduzione dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-44%). Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività anche grazie alle continue campagne di sensibilizzazione HSE.
- ▶ Le emissioni di gas serra risultano in riduzione del 2,8% rispetto all'esercizio di confronto (-3,9% le emissioni da flaring). Le continue azioni di efficienza energetica, razionalizzazione della logistica e progetti di contenimento delle emissioni hanno più che compensato gli effetti della crescita della produzione (in riduzione l'indice di performance emissioni/produzione pari al -9,1%). Inoltre il programma di riduzione di gas flared sul campo di M'Boundi (Eni 83%, operatore), avviato nel 2014, ha ricevuto l'Excellence award 2015 dalla World Bank Global Gas Flaring Reduction nell'ambito dell'iniziativa Zero Routine Gas Flaring 2030 in considerazione del significativo contributo alla riduzione delle emissioni.
- ▶ Il trend di acqua re-iniettata continua ad attestarsi su ottimi livelli per l'industria (56% nel 2015) e per il dodicesimo anno consecutivo registriamo zero blow out.
- ▶ Nel 2015 il settore E&P registra una riduzione di €3.671 milioni di utile netto adjusted pari all'83,0% rispetto al 2014, determinata dalla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-44,3% in media) che segue l'andamento del marker Brent e la debolezza del mercato del gas in Europa e Stati Uniti.
- ▶ La produzione di idrocarburi del 2015 è stata di 1.760 mila boe/giorno in aumento del 10,1% (rispetto al target del 5%), tasso di crescita più elevato dal 2001. Il ramp-up dei giacimenti avviati nell'anno contribuirà con circa 200 mila boe/giorno di nuova produzione nel 2016.
- ▶ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2015 ammontano a 6,9 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 54 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 148% (135% media dal 2010). La vita utile residua delle riserve è di 10,7 anni (11,3 anni nel 2014).

Esplorazione

- ▶ Sono state accertate 1,4 miliardi di boe di nuove risorse al costo unitario di 0,7 dollari/boe (rispetto a un target rispettivamente di 500 milioni di boe a un costo non superiore a 2 dollari/barile) prevalentemente in ambiti near-field con breve time-to-market e cash flow immediato e con

campagne di appraisal di recenti scoperte al fine di supportare la produzione. In particolare i principali successi sono stati realizzati in:

- Egitto, con la scoperta a gas di rilevanza mondiale presso il prospetto esplorativo Zohr (Eni 100%) nelle acque profonde del Mar Mediterraneo. Il giacimento con un potenziale fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto avrà uno sviluppo accelerato grazie alle sinergie con le infrastrutture Eni presenti sia a mare sia a terra. Nel febbraio 2016 il progetto di sviluppo è stato approvato dalle autorità del Paese. Il first gas è previsto nel 2017;
- Congo, dove l'esplorazione delle sequenze pre-sale del blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) continua a portare nuove scoperte a Eni e conferma l'efficacia delle proprie tecnologie esplorative su questi temi geologicamente complessi. Eni stima le risorse in posto di olio e gas delle scoperte nel blocco Marine XII in circa 5,8 miliardi di boe e con una produzione attuale di circa 15 mila boe/giorno;
- Libia con attività near-field nell'area contrattuale D (Eni 50%) con scoperte a gas e condensati;
- Ulteriori scoperte sono state effettuate in Egitto, Pakistan, Indonesia e Stati Uniti.

► In Angola ottenuta l'estensione di tre anni del periodo esplorativo relativo al Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) dove è stato avviato a fine 2014 il progetto West Hub.

► Nel Marzo 2016, Eni ha firmato con Chariot Oil & Gas un Farm-Out Agreement che prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di operatore e una quota del 40% nei permessi esplorativi I-VI nella licenza Rabat Deep Offshore, nell'offshore del Marocco. Il completamento di questo accordo è subordinato all'autorizzazione da parte delle autorità marocchine, dei partner attuali e di altre condizioni sospensive.

► Ingresso nel settore petrolifero del Messico grazie alla firma di un Production Sharing Contract in qualità di operatore al 100% del Blocco 1 dove sono localizzate le scoperte Amoca, Miztón e Tecoailli in acque poco profonde con un potenziale di 800 milioni di barili di olio e 14 miliardi di metri cubi di gas in posto. Il piano di delineazione dei giacimenti che è stato sottoposto alle autorità del paese nel primo trimestre 2016, prevede la perforazione di 4 pozzi, con l'obiettivo di definire un piano di sviluppo sinergico e fast track.

► Finalizzato l'accordo preliminare con KazMunayGas per l'acquisizione del 50% dei diritti di ricerca e produzione del blocco di Isatay nel Mar Caspio.

► Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 21.500 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in particolare in Egitto, Myanmar, Regno Unito e Costa d'Avorio, oltre il già citato Messico.

► Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €820 milioni e hanno riguardato il completamento di 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 16,7% (25,1% in quota Eni). A fine esercizio risultano 80 pozzi in progress (41,6 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

► Conseguiti 10 start-up rilevanti programmati per il 2015 con 139 mila boe/giorno di nuova produzione, i principali sono stati:

- il giacimento giant a gas Perla (Eni 50%) nell'offshore venezuelano con un potenziale di 480 miliardi di metri cubi di gas in posto (3,1 miliardi di boe). Il conseguimento del plateau target di circa 34 milioni di metri cubi/giorno è previsto nel 2020. La produzione è venduta alla società di Stato PDVSA in base a un contratto con durata fino al 2036;
- nell'ambito del progetto modulare West Hub Development del Blocco 15/06 nell'offshore dell'Angola, il giacimento Cinguvu. Inoltre a inizio 2016 è stato avviato il terzo satellite M'Pungi portando la produzione complessiva a circa 25 mila barili/giorno in quota Eni;
- Nené Marine e Litchendjili nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo. Il plateau complessivo dei due giacimenti nei prossimi 4 anni è stimato in circa 40 mila boe/giorno;
- Kizomba satelliti Fase 2 (Eni 20%), nell'offshore dell'Angola, con picco produttivo stimato in circa 70 mila barili/giorno;
- i giacimenti Hadrian South (Eni 30%) e Lucius (Eni 8,5%) nell'offshore del Golfo del Messico, con una produzione giornaliera complessiva stimata in circa 23 mila boe/giorno;
- altri progetti sono stati avviati in Egitto, Regno Unito, Norvegia, Stati Uniti e Italia.

► In Mozambico, per effetto della finalizzazione dello "Unitization and Unit Operating Agreement" (UUOA), e in pieno accordo con tutti i Concessionari dei progetti, è stata avviata l'unitizzazione per lo sviluppo dei giacimenti di gas naturale a cavallo "straddling reservoirs" tra le Aree 4 (operata da Eni) e 1 (operata da Anadarko) del bacino offshore Rovuma. In base all'UUOA, lo sviluppo degli straddling reservoirs sarà eseguito inizialmente in maniera separata ma coordinata dalle due aree fino a quando non saranno prodotti 680 miliardi di metri cubi di riserve di gas naturale (340 miliardi di metri cubi per ognuna delle aree). Gli sviluppi successivi saranno condotti congiuntamente dai Concessionari dell'Area 4 e dell'Area 1. La FID del progetto Mamba nell'area operata da Eni è prevista nel 2017.

► In Egitto finalizzato un accordo petrolifero di valenza strategica che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni per lo sviluppo del potenziale minerario locale. Finalizzata la revisione di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015. L'esecuzione dell'accordo ha consentito di accelerare il recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi alle Compagnie di Stato.

► Nel febbraio 2016 è stato approvato da parte delle autorità del Mozambico la prima fase di sviluppo del giacimento Coral (Eni 50%, operatore) che prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.

34 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production | Andamento operativo

- Firmati con la società di Stato indonesiana PT Pertamina i contratti di compravendita del GNL che sarà prodotto dal campo Jangkrik (Eni 55%, operatore) per un volume complessivo di 1,4 milioni di tonnellate/anno a partire dal 2017. Tali accordi consentono di finalizzare lo sviluppo del giacimento.
- In Ghana conseguita la decisione finale di investimento per lo sviluppo del progetto integrato a olio e gas OCTP (Eni 47,22%, operatore) con first oil previsto nel 2017.
- Nel Marzo 2016, è stata avviata la produzione del giacimento a olio di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents, in Norvegia. La produzione raggiungerà 65 mila barili/giorno in quota Eni.
- Il programma Project Intégrée Hinda (PIH) nell'area di M'Boundi in Congo ha visto il coinvolgimento di circa 25.000 persone nel quinquennio 2011-2015, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali nell'ambito dell'educazione, della salute, dell'agricoltura ed accesso all'acqua.
- La sostenibilità del business nel medio lungo termine rimane fattore chiave nella strategia di crescita dell'upstream con iniziative di supporto allo sviluppo locale sempre più integrate nelle attività di business. In particolare nel corso dell'anno sono stati avviati progetti in ambito sanitario, di accesso all'acqua potabile, istruzione, formazione professionale in Ghana e Mozambico; continuano le iniziative in Nigeria, Iraq ed Indonesia.
- Sono stati investiti €9.341 milioni nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi (-12% a cambi costanti), in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakistan, Congo, Indonesia, Italia e Stati Uniti.
- Nel 2015 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €78 milioni (€83 milioni nel 2014).

Strategia

Il modello di sviluppo upstream continuerà a essere caratterizzato dalla presenza in progetti convenzionali generati da attività organica, di grandi dimensioni e ridotti costi di sviluppo unitari, sostenibili anche a livelli contenuti di prezzi del Brent.

I rilevanti successi esplorativi hanno consentito l'accrescimento delle risorse di idrocarburi, nonché una significativa generazione di valore attraverso la rapida monetizzazione delle riserve scoperte in eccesso al rateo di rimpiazzo.

Obiettivi prioritari sono 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) la focalizzazione su attività di appraisal delle recenti scoperte [Egitto, Congo, Indonesia ed Angola], su attività near-field e incrementale in aree legacy e in prossimità di campi già in sviluppo con una previsione di nuove scoperte per 1,6 miliardi di boe al costo competitivo di \$2,3 al barile; (ii) il rinnovo del portafoglio titoli esplorativi con attenzione ai temi ad alta materialità; e (iii) la rapida messa in produzione delle risorse scoperte, attraverso l'ottimizzazione del time-to-market e la focalizzazione sulla fase di "execution" dei progetti.

La generazione di cassa sarà sostenuta: (i) dalla crescita delle produzioni a un tasso medio annuo superiore al 3%, mantenendo una solida base di progetti nelle aree core, anche attraverso la leva dei negoziati con i Paesi produttori e lo stretto monitoraggio delle attività non operate. Gli start-up pianificati e la crescita di quelli avviati nel 2015, produrranno oltre 800 mila boe/giorno nel 2019. I principali avvisi sono il giacimento Goliat (Eni operatore con il 65%) nel mare di Barents in Norvegia, il progetto Jangkrik (Eni operatore con il 55%) in Indonesia, lo sviluppo a olio e gas della licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, il restart di Kashagan (Eni 16,81%) entro la fine del 2016 nonché l'accelerated start-up della scoperta giant di Zohr (Eni 100%) nell'offshore dell'Egitto e la continua messa in produzione delle scoperte del Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) in Angola; (ii) da un approccio modulare, per fasi, allo sviluppo dei progetti al fine di ridurre l'esposizione finanziaria e accelerare l'avvio delle produzioni; (iii) dall'aumento dell'efficienza attraverso azioni diffuse di riduzione dei costi operativi, perseguite anche attraverso la rinegoziazione dei contratti di fornitura; (iv) focus sul circolante attraverso l'ottimizzazione dei crediti vs terzi e partner in JV e la minimizzazione delle giacenze di magazzino; e (v) dalla rapida monetizzazione di quote delle scoperte effettuate.

I principali fattori di rischio che potrebbero impattare la performance dell'upstream, soprattutto nel breve/medio termine, sono: (i) il rischio scenario connesso alla flessione delle quotazioni del Brent. Le azioni di mitigazione prevedono ulteriori interventi di razionalizzazione oltre che rinegoziazioni del costo dei beni e dei servizi correlati al nuovo trend di mercato. Con riferimento agli investimenti, nel piano 2016-19 si prevede una riduzione di circa il 18% rispetto al piano precedente a parità di cambio per effetto del recupero di efficienza nell'esplorazione, focalizzata su attività near-field e di appraisal, del rephasing di progetti non sanzionati nonché della revisione dei contratti di servizio. A tali azioni si aggiunge la riduzione dei costi operativi del 12% a cambi costanti rispetto al vecchio piano; (ii) il rischio geopolitico connesso all'instabilità politica e sociale in alcuni paesi in cui Eni opera. Le attività operative Eni risultano attualmente localizzate perlopiù in aree lontane dalle zone d'instabilità mentre la parte più importante della crescita è prevista in paesi a basso/medio rischio (circa il 90% 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 al 75% nel 2019 con un tasso medio di crescita nell'arco di piano del 4,3%); e (iv) il rischio tecnico connesso alle attività di drilling "critiche" relative alla perforazione di pozzi deepwater e high pressure/high temperature. Nel piano 2016-2019 il numero di pozzi critici sono previsti in riduzione del 24% e la percentuale di attività critiche operate è prevista in aumento 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 30% dei volumi di gas flared di processo nel 2019 rispetto al 2014, in linea con il target del zero routine flaring al 2025; (ii) la riduzione del carbon footprint attraverso l'evoluzione degli investimenti a gas, le iniziative di energy savings e lo sviluppo di energie rinnovabili.

Riserve

Generalità

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 in 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; (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 vigore¹; 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 di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (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; (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 valutazione² 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 indipendenti³. 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 2015 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates³ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2015 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 31% delle riserve Eni al 31 dicembre 2015⁴. Nel triennio 2013-2015 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2015 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Kashagan (Kazakhstan) e CAF-C-MLE (Algeria).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del

[1] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

[2] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott e nel 2015 si è aggiunta la società Gaffney, Cline & Associates.

[3] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2015.

[4] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

36 Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production Andamento operativo

patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2014	5.772	830	6.602
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	571	98	669
Effetto prezzo	278		278
Promozioni nette	849	98	947
Cessioni	[17]		[17]
Produzione	[629]	[13]	[642]
Riserve certe al 31 dicembre 2015	5.975	915	6.890
Tasso di rimpiazzo organico	(%)		148

Nel 2015 le promozioni nette a riserve certe di 947 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+879 milioni di boe) in particolare in Kazakhstan, Iraq, Egitto, Congo e Venezuela; (ii) nuove scoperte, estensioni (+66 milioni di boe), in particolare in Egitto e Indonesia; (iii) recupero assistito (+2 milioni di boe) principalmente in Egitto. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico⁵ del 148%.

Le promozioni beneficiano di un effetto prezzo positivo di 278 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent di riferimento da 101 \$/barile nel 2014 a 54 \$/barile del 2015.

Le cessioni hanno riguardato principalmente le dismissioni relative ad alcuni asset in Nigeria (-16 milioni di boe) e negli Stati Uniti (-1 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 145%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,7 anni [11,3 anni nel 2014].

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2015 ammontano a 2.867 milioni di boe, di cui 1.411 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 226 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e America. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 1.272 milioni di barili di liquidi e 153 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2015 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 302 milioni di boe a seguito essenzialmente: (i) della conversione a riserve certe sviluppate (-550 milioni di boe); (ii) cessioni (-5 milioni di boe) in Nigeria; (iii) revisioni di precedenti stime (+204 milioni di boe) in particolare in Venezuela, Iraq ed Egitto; (iv) nuove scoperte ed estensioni (+48 milioni di boe) in particolare in Indonesia, Egitto e Ghana e (v) miglioramento di recupero assistito (+1 milioni di boe) in particolare in Egitto.

Durante il 2015, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 550 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 Perla (Venezuela), Goliat e Midgard (Norvegia), Litchendjili (Congo) e M'Pungi (Angola).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €9 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, o altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento Kashagan (0,5 miliardi di barili) che saranno progressivamente riclassificate a riserve certe sviluppate con il collegamento dei pozzi produttivi in corso di completamento e conseguente ampliamento della capacità produttiva così come sanzionato per la Fase 1 del programma di sviluppo complessivo del giacimento; (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,2 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; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni, tramite le società consolidate, in joint ventures 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 479 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, 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'86% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

⁽⁵⁾ 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.

Eni Relazione Finanziaria Annuale 37

Andamento operativo Exploration & Production

Riserve certe di petrolio e gas naturale

	2013			2014			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	220	43.329	499	243	40.484	503	228	36.905	465
Sviluppate	177	35.835	408	184	33.754	401	171	29.757	362
Non sviluppate	43	7.494	91	59	6.730	102	57	7.148	103
Resto d'Europa	330	35.341	557	331	33.196	544	305	29.594	495
Sviluppate	179	25.587	343	174	25.125	335	237	26.034	404
Non sviluppate	151	9.754	214	157	8.071	209	68	3.560	91
Africa Settentrionale	830	148.162	1.783	776	149.869	1.740	821	135.881	1.694
Sviluppate	561	68.864	1.003	521	59.755	904	542	72.668	1.010
Non sviluppate	269	79.298	780	255	90.114	836	279	63.213	684
Africa Sub-Sahariana	723	67.202	1.155	739	77.651	1.239	787	76.856	1.282
Sviluppate	465	36.666	701	470	35.980	702	511	39.367	764
Non sviluppate	258	30.536	454	269	41.671	537	276	37.489	518
Kazakhstan	679	55.402	1.035	697	58.013	1.069	771	66.649	1.198
Sviluppate	295	42.144	566	306	43.966	589	355	51.832	689
Non sviluppate	384	13.258	469	391	14.047	480	416	14.817	509
Resto dell'Asia	128	21.089	263	131	23.978	285	262	24.864	422
Sviluppate	38	8.101	90	64	7.393	112	126	5.225	159
Non sviluppate	90	12.988	173	67	16.585	173	136	19.639	263
America	147	14.397	240	147	13.246	232	189	12.419	269
Sviluppate	96	8.769	153	116	11.141	188	149	10.549	217
Non sviluppate	51	5.628	87	31	2.105	44	40	1.870	52
Australia e Oceania	22	24.001	176	13	22.821	160	9	21.793	150
Sviluppate	20	15.894	123	12	19.102	135	9	16.562	115
Non sviluppate	2	8.107	53	1	3.719	25		5.231	35
Totale	3.079	408.923	5.708	3.077	419.258	5.772	3.372	404.961	5.975
Sviluppate	1.831	241.860	3.387	1.847	236.216	3.366	2.100	251.994	3.720
Non sviluppate	1.248	167.063	2.321	1.230	183.042	2.406	1.272	152.967	2.255
Società in joint venture e collegate									
Resto dell'Europa									
Sviluppate									
Non sviluppate									
Africa Settentrionale	16	421	19	14	419	16	13	363	14
Sviluppate	16	418	19	13	415	15	13	363	14
Non sviluppate		3		1	4	1			
Africa Sub-Sahariana	15	9.350	75	17	9.957	81	16	10.967	87
Sviluppate				7	2.540	23	6	2.376	22
Non sviluppate	15	9.350	75	10	7.417	58	10	8.591	65
Resto dell'Asia	1	803	7	1	510	5		359	4
Sviluppate		382	3		273	3		260	2
Non sviluppate	1	421	4	1	237	2		99	2
America	116	94.955	726	117	94.943	728	158	101.399	810
Sviluppate	19	151	18	26	145	26	29	36.691	265
Non sviluppate	97	94.804	708	91	94.798	702	129	64.708	545
Totale	148	105.529	827	149	105.829	830	187	113.088	915
Sviluppate	35	951	40	46	3.373	67	48	39.690	303
Non sviluppate	113	104.578	787	103	102.456	763	139	73.398	612
Totale riserve certe	3.227	514.452	6.535	3.226	525.087	6.602	3.559	518.049	6.890
Sviluppate	1.866	242.811	3.427	1.893	239.589	3.433	2.148	291.684	4.023
Non sviluppate	1.361	271.641	3.108	1.333	285.498	3.169	1.411	226.365	2.867

38 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production | Andamento operativo

Produzione

Nel 2015 la produzione di idrocarburi è stata di 1,760 milioni di boe/giorno, registrando una crescita del 10,1% rispetto al 2014. Escludendo l'effetto prezzo nei Production Sharing Agreement, la produzione registra un incremento del 6,3% dovuto al contributo degli avvii e dei ramp-up di giacimenti avviati a fine 2014 principalmente in Angola, Venezuela, Stati Uniti e Regno Unito, delle maggiori produzioni in Libia ed Iraq nonché per effetto del recupero dei crediti per investimenti vantati verso l'Iran. Tali incrementi sono stati parzialmente compensati dal declino delle produzioni mature. Gli avvii dell'anno e il ramp-up dei giacimenti hanno contribuito con 139 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata del 90% (89% nel 2014).

La produzione di petrolio (908 mila barili/giorno) è aumentata di 80 mila barili/giorno, pari al 9,7%, a seguito delle maggiori produzioni in Libia, Iran e Iraq, nonché degli avvii e dei ramp-up di giacimenti in particolare in Angola, Stati Uniti e Norvegia. La produzione di gas naturale (133 milioni di metri cubi/giorno) è aumentata di 13 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2014, pari al 10,8%. Lo start-up dei giacimenti in Venezuela,

Regno Unito, Egitto e Stati Uniti, nonché la crescita produttiva in Libia hanno più che compensato il declino delle produzioni mature.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 614,1 milioni di boe. La differenza di 28,3 milioni di boe rispetto alla produzione di 642,4 milioni di boe è dovuta principalmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (26,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (330,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 61% ai settori mid-downstream. La produzione venduta di gas naturale (44,2 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 25% al settore Gas & Power.

Nel 2015 i volumi sversati a seguito di oil spill operativi registrano un incremento del 22% (+57% quelli da atti di sabotaggio). I volumi sversati sono concentrati complessivamente in Nigeria a seguito della situazione di sicurezza e forza maggiore registrata nell'anno. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e a garantire tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni.

Produzione annuale di idrocarburi^(a)

	2013			2014			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	26	6,5	68	27	6,0	65	25	5,6	62
Resto d'Europa	28	4,4	57	34	5,5	69	31	5,7	68
Africa Settentrionale	91	17,3	201	91	17,7	206	98	22,1	240
Africa Sub-Sahariana	88	5,0	120	84	5,3	118	93	4,8	124
Kazakhstan	22	2,2	36	19	2,1	32	20	2,3	35
Resto dell'Asia	16	3,7	40	13	3,3	34	28	3,0	47
America	22	2,5	38	27	2,3	41	28	2,7	45
Australia e Oceania	4	1,1	11	2	1,1	10	2	1,2	9
	297	42,7	571	297	43,3	575	325	47,4	630
Società in joint venture e collegate									
Africa Settentrionale	1	0,1	2	1	0,1	1	1		1
Africa Sub-Sahariana		0,1	1		0,1	1			
Resto dell'Asia	2	1,7	13		0,2	2	1	0,3	2
America	4		4	4		4	4	0,7	9
	7	1,9	20	5	0,4	8	6	1,0	12
Totale	304	44,6	591	302	43,7	583	331	48,4	642

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (26,4, 29,4 e 30 milioni di boe, rispettivamente nel 2015, 2014 e 2013).

Produzione giornaliera di idrocarburi^(a)

	2013			2014			2015		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate									
Italia	71	17,9	186	73	16,5	179	69	15,5	169
Resto d'Europa	77	12,2	155	93	15,2	190	85	15,6	185
Croazia		1,2	8		1,1	7		0,6	4
Norvegia	60	7,1	106	62	7,8	112	57	7,5	105
Regno Unito	17	3,9	41	31	6,3	71	28	7,5	76
Africa Settentrionale	248	47,2	551	248	48,7	562	268	60,5	658
Algeria	73	2,3	88	83	4,0	109	79	2,7	96
Egitto	93	20,8	227	88	18,4	206	96	14,4	189
Libia	76	23,7	228	73	25,8	239	89	43,0	365
Tunisia	6	0,4	8	4	0,5	8	4	0,4	8
Africa Sub-Sahariana	242	13,6	329	231	14,4	323	256	13,3	341
Angola	79	0,9	84	75	1,1	82	96	0,9	101
Congo	90	4,6	120	80	4,1	106	78	3,9	103
Nigeria	73	8,1	125	76	9,2	135	82	8,5	137
Kazakhstan	61	6,0	100	52	5,7	88	56	6,2	95
Resto dell'Asia	43	10,0	108	36	8,7	93	77	8,2	130
Cina	7	0,1	8	4		4	3		3
India		0,2	1		0,1	1		0,1	1
Indonesia	1	1,5	11	1	1,4	11	2	1,5	12
Iran	4		4	1		1	22		22
Iraq	22		22	21		21	40		40
Pakistan		8,0	52		7,0	45		6,4	41
Turkmenistan	9	0,2	10	9	0,2	10	10	0,2	11
America	61	7,0	106	74	6,2	115	75	7,3	122
Ecuador	13		13	12		12	11		11
Stati Uniti	48	5,3	82	62	4,5	92	64	5,3	98
Trinidad e Tobago		1,7	11		1,7	11		2,0	13
Australia e Oceania	10	3,1	30	6	3,1	26	5	3,2	26
Australia	10	3,1	30	6	3,1	26	5	3,2	26
	813	117,0	1.565	813	118,5	1.576	891	129,8	1.726
Società in joint venture e collegate									
Angola		0,4	3		0,3	2			
Indonesia	1	0,7	5	1	0,7	5	1	0,7	5
Russia	5	4,0	31						
Tunisia	4	0,2	5	4	0,1	5	4	0,2	4
Venezuela	10		10	10		10	12	1,9	25
	20	5,3	54	15	1,1	22	17	2,8	34
Totale	833	122,3	1.619	828	119,6	1.598	908	132,6	1.760

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (11,2, 12,5 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2015, 2014 e 2013).

40 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production | Andamento operativo

Pozzi produttivi

Nel 2015 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 9.241 (3.667,5 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.558 (2.439,1 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.683 (1.228,4 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)	2015			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	238,0	192,1	605,0	523,6
Resto d'Europa	363,0	59,7	179,0	100,6
Africa Settentrionale	1.782,0	941,1	211,0	90,7
Africa Sub-Sahariana	3.065,0	613,4	344,0	27,2
Kazakhstan	185,0	50,7		
Resto dell'Asia	688,0	457,2	998,0	380,9
America	230,0	121,1	328,0	101,6
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8
	6.558,0	2.439,1	2.683,0	1.228,4

(a) Include 2.135 (744,6 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 2015 sono stati ultimati 29 nuovi pozzi esplorativi (19,1 in quota Eni), a fronte dei 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni) del 2014 e dei 53 (27,8 in quota Eni) del 2013.

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 16,7% (25,1% in quota Eni), a fronte del 31,3% (38,0% in quota Eni) del 2014 e del 36,9% (38,5% in quota Eni) del 2013.

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	2013		2014		2015		2015	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia				0,6			4,0	2,8
Resto d'Europa		3,4		4,3		2,2	9,0	2,3
Africa Settentrionale	4,9	5,4	3,5	4,3	3,3	5,8	15,0	12,5
Africa Sub-sahariana	3,2	6,6	7,3	7,3	0,6	2,9	34,0	17,8
Kazakhstan		0,4					6,0	1,1
Resto dell'Asia	4,3	2,7	1,3	4,3		3,4	7,0	2,3
America	0,2	1,2	2,0	1,4	1,0	0,3	4,0	2,5
Australia e Oceania		0,5		0,9			1,0	0,3
	12,6	20,2	14,1	23,1	4,9	14,6	80,0	41,6

(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.