

rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica in sede di rilascio delle autorizzazioni delle attività esplorative e l'informazione pubblica per le attività successive.

Eni, in consorzio con le principali major, ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment Equipment" e con Oil Spill Response (OSRL) per lo stoccaggio di 5.000 mc di materiale antinquinamento. L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water. Eni ha inoltre definito specifiche procedure per l'identificazione, gestione e controllo di pozzi critici (HP/HT e deep water).

Inoltre Eni, in virtù del Memorandum of Understanding, siglato ad agosto 2012 con il Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e il Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS), sta contribuendo al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety" (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo.

### Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico di crescita insufficiente. L'andamento della domanda riflette in particolare la crisi del settore termoelettrico, penalizzato sia dalla scarsa dinamicità dell'attività produttiva sia dalla competizione da parte delle energie rinnovabili e del carbone, feedstock più economico del gas.

Nel 2015 i consumi di gas hanno registrato una ripresa su base normalizzata del 2,8% (9% includendo l'effetto climatico che riflette le temperature eccezionalmente miti del 2014) dovuta a una moderata crescita economica a fattori contingenti, quali l'importante produzione idroelettrica del 2014. Guardando al futuro, il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento dei fondamentali che rimangono su livelli depressi e proietta un profilo di crescita della domanda sostanzialmente piatto in Italia e in Europa con volumi target al 2019 pari rispettivamente a circa 70 e 460 miliardi di metri cubi, con tassi d'incremento medi inferiori all'1%. L'offerta è prevista abbondante per effetto dell'entrata in esercizio di numerosi progetti GNL nell'area del Pacifico/Australia e negli Stati Uniti dove le enormi disponibilità di shale gas saranno valorizzate attraverso la riconversione di terminali di rigassificazione inattivi in impianti per l'export di GNL.

Considerato il difficile scenario competitivo del settore gas, il management ha periodicamente rinegoziato il prezzo e le condizioni di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term con clausole di take-or-pay (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay) per preservare la redditività del business. Per effetto del round di rinegoziazioni finalizzate tra il 2013 e 2015, il portafoglio di approvvigio-

namento Eni è attualmente indicizzato per circa il 70% alle quotazioni hub in luogo delle precedenti formule oil-linked, riducendo proporzionalmente il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione tra prezzi di vendita hub-related e i costi d'acquisto.

Il management prevede che nel prossimo quadriennio il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con la conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in considerazione delle rigidità imposte dai vincoli minimi di prelievo dei contratti long-term con clausole di take-or-pay.

In particolare i risultati del business wholesale sono esposti alla volatilità del differenziale tra quotazioni spot presso gli hub europei, alle quali è indicizzato la maggior parte del gas approvvigionato, e il prezzo spot all'hub virtuale italiano (PSV) principale riferimento dei prezzi di vendita Eni. In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo, in forza della previsione statutaria che consente alle parti di rivedere periodicamente i termini essenziali del contratto per incorporare l'evoluzione del quadro competitivo.

L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le parti, i contratti di norma prevedono la possibilità di ciascuna controparte di ricorrere all'arbitrato per la definizione delle controversie commerciali; questo rende maggiormente incerto l'esito delle stesse.

Analoghe considerazioni valgono per i contratti di vendita con riferimento ai quali sono in corso o si prevedono rinegoziazioni per allineare il prezzo di vendita e le altre condizioni di fornitura al mercato.

L'andamento del costo oil-linked del gas nei mercati dove è ancora prevalente tale tipo di indicizzazione (ad es. Far East) tenderà a ridurre la redditività delle vendite internazionali di GNL a causa della riduzione dei margini d'arbitraggio.

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

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti con termine residuo medio di circa 12 anni prevedono la clausola di take-or-pay in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-

pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda. Inoltre, alla luce del trend ribassista dei prezzi delle commodity, Eni è esposta al rischio che il gas prepagato all'atto dell'utilizzo e del rigiro a conto economico possa avere un costo d'iscrizione superiore al costo medio corrente del portafoglio di approvvigionamento di Eni.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante debolezza della domanda e di offerta abbondante, forte pressione competitiva e i possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscano fattori di rischio potenziale per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay. Nel medio termine questo rischio sarà mitigato dalla riduzione degli impegni contrattuali d'acquisto dovuto alla scadenza di alcuni contratti.

In tale scenario, il management è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay e l'associato rischio finanziario.

Grazie agli esiti del più recente round negoziale e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di recuperare una parte significativa dei volumi di gas prepagati nel corso del downturn del settore gas a causa dell'obbligo take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da un massimo di €2,4 miliardi a fine 2012 a €0,4 miliardi alla data del bilancio 2015. Il management ritiene che i volumi di gas prepagati residui a fine 2015 saranno quasi completamente ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

#### **Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia**

L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno attualmente diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno.

Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio. In tale ambito, l'Autorità introduce, con la delibera 447/2013/R/GAS, fra gli strumenti compensativi per gli operatori titolari di contratti di lungo termine, un meccanismo facoltativo "per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine".

Tale meccanismo di compensazione, imperniato sul cosiddetto

APR (ammontare pro rinegoziazione), ha il duplice obiettivo da un lato di assicurare a tali operatori titolari di contratti di approvvigionamento long-term (tipicamente oil-linked) una graduale transizione al nuovo regime dei prezzi, compensando parte dei maggiori costi di approvvigionamento long-term non più recuperabili attraverso la tariffa, dall'altro di garantire i clienti tutelati nel caso di inversione di tendenza tra i prezzi spot del gas e le formule long-term nei tre anni successivi alla riforma. Il periodo di riferimento del Meccanismo APR è costituito dai tre anni termici 2014/2016.

L'importo iniziale della compensazione è stato definito dall'Autorità nel 2013 per ciascun operatore sulla base della documentazione presentata, considerando il differenziale tra il costo medio efficiente teorico dei contratti di lungo periodo (cd. Ptop) e il prezzo espresso dal mercato hub (riferimento TTF).

La curva di costo elaborata dall'Autorità, con riferimento all'anno termico 2013, restituiva una dinamica del costo di approvvigionamento, al variare del prezzo del greggio, molto simile a quella del portafoglio di Eni. Sulla base di tali evidenze, l'Autorità ha determinato (con riferimento ai volumi Eni ed ad una lettura forward delle formule di prezzo) una compensazione totale massima per il triennio di vigenza del meccanismo pari a +€160 milioni. La delibera prevede una regolazione finanziaria del corrispettivo con una proporzione, sui tre anni termici di riferimento, pari a 40/40/20%.

Il meccanismo prevede un processo di aggiornamento dell'APR nel triennio volto a confermare il valore inizialmente previsto, ovvero, in caso di inversione tra prezzo di approvvigionamento oil-linked e prezzo spot, a determinare una restituzione ai clienti finali fino a 3 volte l'importo inizialmente definito: circa €480 milioni.

A dicembre 2014 l'AEEGSI ha aggiornato l'indice di costo efficiente di approvvigionamento (Ptop2014) che applicato allo scenario 2014 con il Brent a circa 100 dollari/barile ha consentito di confermare la prima tranche del corrispettivo iniziale pari per Eni a circa €64 milioni rilevati nel bilancio 2014 (40% del valore della compensazione massima iniziale). Nel novembre 2015 con la delibera 556/2015/R/GAS, l'Autorità ha aggiornato l'indice di costo per il 2015 (Ptop2015) che ha portato a confermare l'ammontare stabilito della compensazione pari a €160 milioni, rilevato nel bilancio 2015 nella misura del 40% per ulteriori €64 milioni.

Considerato lo scenario corrente e le odierne quotazioni petrolifere depresse rimane il rischio nell'ultimo esercizio termico di applicazione del meccanismo di possibili ricadute sull'aggiornamento finale dell'indice Ptop.

Per questo motivo, quando a novembre 2016 l'Autorità procederà al terzo ed ultimo aggiornamento dell'indice Ptop per l'anno termico 2016, potrebbero verificarsi diversi scenari sulla base della interpretazione della delibera, con esito teorico finale compreso tra i due estremi per Eni: (i) conferma dell'ammontare della compensazione iniziale pari per Eni a €160 milioni (da rilevare nel bilancio 2016 in misura pari al residuo 20% per ulteriori €32 milioni); (ii) onere – nel triennio – fino all'importo massimo di €480 milioni, ai quali sarebbe da aggiungere la restituzione dei proventi contabilizzati nel 2014 e nel 2015 pari a circa €128 milioni. Quest'ultima ipotesi è remota.

In considerazione degli scenari futuri delle quotazioni petrolifere e dei prezzi degli hub e della circostanza che in fase di prima

applicazione attraverso la delibera 549/2014 l'AEESI non ha fornito elementi sufficienti ai fini delle modalità di aggiornamento della compensazione complessiva stabilita all'inizio del programma, Eni ha prudenzialmente impugnato la delibera 549/2014 eccependo l'incongruenza dei potenziali risultati e i connessi profili di legittimità.

### Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Oltre al fondo rischi per contenziosi stanziato in bilancio, è possibile che in futuro Eni possa sostenere altre passività, anche significative, in aggiunta agli ammontari già stanziati in bilancio per contenziosi legali a causa di: (i) incertezza rispetto all'esito finale di ciascun procedimento; (ii) il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi nel più recente reporting period; (iii) l'emergere di nuove evidenze e informazioni; e (iv) inaccuratezza delle stime dovuta al fatto che la stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management.

Alcuni procedimenti legali in cui Eni o le sue controllate sono coinvolte riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico. Violazioni del Codice Etico e di leggi e regolamenti, incluse le norme in materia di anticorruzione, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, possono esporre Eni e i suoi dipendenti al rischio di sanzioni penali e civili e potrebbero danneggiare la reputazione della Società e il valore per gli azionisti.

### Gestione del rischio di cyber attack

Eni ha sviluppato piani di contingency al fine di continuare o ripristinare le operations in caso di interruzione, incidente o cyber attack ai sistemi informativi. L'impossibilità nel ripristinare o rimpiazzare capacità ad un determinato livello entro un arco temporale predefinito potrebbe prolungare l'impatto di eventuali interruzioni e inficiare in maniera rilevante sui business e sulle operations. Eni dispone di piani di gestione delle emergenze e della capacità di gestione delle emergenze a qualsiasi livello nell'ambito dello svolgimento delle proprie operations. In caso di non intervento o di intervento inappropriato da parte di Eni a fronte di crisi interne ed esterne, il business Eni e le proprie operations potrebbero essere severamente interrotte.

## Evoluzione prevedibile della gestione

Il quadro macroeconomico globale per il 2016 evidenzia rischi e incertezze a causa del rallentamento dell'attività produttiva in Cina, nell'Eurozona e nei Paesi esportatori di commodity. Il prezzo del petrolio dopo aver toccato i valori minimi degli ultimi tredici anni sotto i 30 \$/barile è previsto proseguire in un trend debole a causa degli squilibri strutturali del mercato gravato dalla sovrapproduzione e dalle incertezze sulle prospettive di crescita a medio lungo termine della domanda energetica. Sulla base di questo quadro macroeconomico la direzione aziendale ha rivisto al ribasso per tutti gli anni di piano il riferimento Brent utilizzato per la redazione del piano strategico 2016-2019: in particolare il riferimento Brent di lungo termine è stato ridotto a \$65 rispetto ai \$90 utilizzati per la redazione del piano precedente. Al fine di contrastare la penalizzazione del risultato operativo e del flusso di cassa atteso in E&P, il management ha pianificato misure incisive di ottimizzazione degli investimenti e contenimento dei costi operativi facendo leva sulla pressione deflazionistica indotta dal calo del prezzo della commodity. Nel settore Gas & Power il quadro competitivo si conferma sfidante a causa della debolezza della domanda energetica europea e dell'eccesso d'offerta. Il management intende proseguire la strategia di rinegoziazione dei contratti long-term per allineare le condizioni di fornitura all'evoluzione del mercato nonché massimizzare la redditività nei segmenti high-value (GNL, gas retail e trading). Nel settore Refining & Marketing lo scenario del margine di raffinazione è previsto in flessione rispetto al 2015, pur attestandosi su un livello remunerativo. In tale contesto le azioni di business si focalizzeranno sulla ottimizzazione dei processi e dei costi di raffinazione e sull'incremento della redditività delle attività di marketing.

Di seguito le previsioni del management per il 2016 su produzioni e vendite:

- **produzione di idrocarburi:** la produzione d'idrocarburi è prevista stabile sul livello medio 2015 per effetto degli avvisi di nuovi giacimenti, in particolare in Norvegia, Egitto, Angola, Kazakistan e Stati Uniti, e dei ramp-up degli avvisi 2015 che assorbiranno i declini delle produzioni mature;

- **vendite di gas:** in un contesto di crescita debole della domanda e di forte pressione competitiva, le vendite di gas sono previste in flessione in linea con la prevista riduzione degli impegni contrattuali in acquisto. Il management intende mantenere le quote di mercato nei segmenti "large" e "retail" incrementando il valore della base clienti facendo leva sullo sviluppo di offerte commerciali innovative, sui servizi integrati e sull'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi;
- **lavorazioni in conto proprio:** le lavorazioni sono previste in linea con il 2015 escludendo l'effetto della cessione della quota di capacità nella raffineria CRC in Repubblica Ceca completata il 30 aprile 2015;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** in un contesto di debole crescita della domanda e forte pressione competitiva, Eni intende mantenere i volumi e la quota di mercato Italia incrementando il valore della base clienti facendo leva sulla differenziazione dell'offerta, l'innovazione di prodotti e dei servizi e l'efficienza nella logistica e nell'attività commerciale.

Nel 2016 il management ha pianificato iniziative di riconfigurazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento, selezione dei temi esplorativi e rinegoziazione dei contratti per la fornitura di beni d'investimento con conseguente riduzione attesa dello spending (-20% circa) a parità di cambio vs. 2015 in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine. Il management prevede che allo scenario di 50 \$/barile gli investimenti tecnici saranno finanziati al 100% con il flusso di cassa operativo. I costi operativi per boe sono previsti in riduzione dell'11% rispetto al 2015.

Leverage al di sotto del limite dello 0,30 grazie al closing dell'operazione Saipem e agli effetti dell'ottimizzazione della gestione industriale e della gestione di portafoglio che consentiranno di attenuare l'impatto negativo atteso dello scenario.

## Altre informazioni

**Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili**

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice italiano pagamenti responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2015 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 62 giorni.

**Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea**

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2015 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle

società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC – Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

**Sedi secondarie**

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

- San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
- San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

**Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio**

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

## Performance integrate

### Criteri di reporting

Il sistema di reporting di Eni è strutturato con una logica multicategoriale che prevede differenti livelli di approfondimento e differenti modalità comunicative per raggiungere in modo efficace, puntuale e immediato tutti gli stakeholder con i quali Eni si interfaccia.

Proseguendo il suo impegno nella rendicontazione integrata, in continuità con lo scorso anno Eni ha inserito all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2015 un prospetto di indicatori di performance integrata: per ogni obiettivo strategico sono stati valorizzati gli indicatori più significativi di ciascun capitale impiegato da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) nella realizzazione della strategia aziendale.

#### Principi di reporting

Il presente prospetto è stato redatto facendo riferimento ai principi di equilibrio, comparabilità, accuratezza, tempestività, affidabilità e chiarezza (principi di rendicontazione), come definiti dal Global Reporting Initiative – GRI nelle "G4 Sustainability Reporting Guidelines".

Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono stati raccolti su base annuale; la periodicità di rendicontazione è impostata secondo una frequenza annuale. Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati all'evoluzione delle performance di Eni.

I dati relativi agli anni 2013 e 2014 differiscono da quelli pubblicati in precedenza sia a causa delle variazioni di perimetro descritte nel paragrafo seguente sia per effetto del consolidamento dei dati che si sono resi disponibili dopo la pubblicazione dei documenti stessi. Per lo stesso motivo, i dati relativi all'anno 2015 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto.

#### Perimetro di reporting

Nel presente prospetto sono riportati gli indicatori di performance integrata del periodo 2013-2015. Le informazioni si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento interno coincide con quello del bilancio consolidato 2015, a eccezione di alcuni dati espressamente indicati. Quest'anno i dati sono presentati per l'intero triennio al netto del contributo di Saipem, a causa della cessione del 12,503% di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA avvenuta nel gennaio 2016, e di Versalis, per la quale al 31 dicembre 2015 è in corso di definizione un accordo con un partner industriale per la cessione di una quota di controllo. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni).

I dati dei dipendenti in servizio e i relativi KPI si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale e seguono la nuova segmental reporting di Eni. I periodi di confronto sono stati coerentemente ristabiliti.

Eni Relazione Finanziaria Annuale III

Performance integrate

Valorizzazione e aumento delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa nell'upstream		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	10.475	10.524	10.234
	Opex per boe	(\$/boe)	8,3	8,4	7,2
	Cash flow per boe	(\$/boe)	31,9	30,1	20,1
Capitale produttivo	Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.535	6.602	6.890
	Vita utile residua delle riserve	(anni)	11,1	11,3	10,7
	Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	105	112	148
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	27,4	23,4	22,8
	- di cui CO <sub>2</sub> eq da flaring		9,13	5,73	5,51
	Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(tonnellate di CO <sub>2</sub> eq/kboe)	31,8	27,5	25,0
	Volume di idrocarburi inviati a flaring di processo	(milioni di metri cubi/giorno)	9,10	4,60	4,28
	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	1.728	936	1.146
	Acqua di formazione re-iniettata	(%)	55	56	56
Capitale sociale e relazionale	Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	53	63	71
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	2.370	2.016	2.088
	Domande di primo deposito brevettuale		8	15	8
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.352	12.681	12.728
	Dipendenti all'estero		8.219	8.147	8.156
	- di cui locali		6.476	6.441	6.266
	Dipendenti donne		2.442	2.462	2.453
	Numero di assunzioni		1.324	681	387
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,23	0,23	0,13
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	150	100	190
	N. risorse sottoposte a valutazione del potenziale durante l'anno/N. di fabbisogni pianificati nell'anno di riferimento	(%)	79	53	66
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)		65	62	63
	Spese in formazione	(€ milioni)	44,4	29,0	17,6

  

Redditività e generazione di cassa sostenibile nel settore Gas & Power		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	(622)	168	(126)
	Riduzione costi operativi	(%)	(10)	(15)	(28)
	Investimenti tecnici	(€ milioni)	229	172	154
Capitale produttivo	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	93,17	89,17	90,88
	Vendite di GNL		12,4	13,3	13,5
	Clienti in Italia	(milioni)	8,00	7,93	7,88
	Vendite di energia elettrica	(TWh)	35,05	33,58	34,88
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> eq)	11,3	10,1	10,6
	Emissioni di CO <sub>2</sub> eq/kWheq (EniPower)	(gCO <sub>2</sub> eq/kWheq)	408,78	410,67	410,09
	Energia elettrica prodotta (EniPower)	(TWh)	23,14	21,04	22,34
	Emissioni di NO <sub>x</sub> /kWheq (EniPower)	(gNO <sub>x</sub> eq/kWheq)	0,16	0,15	0,14
	Emissioni di SO <sub>x</sub> /kWheq (EniPower)	(gSO <sub>x</sub> eq/kWheq)	0,017	0,001	0,001
	Prelievi idrici / kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,017	0,017	0,015
	Grado soddisfazione clienti	(scala da 0 a 100)	80,0	81,4	85,6
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	56	43	7
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.791	4.469	4.388
	Dipendenti all'estero		2.550	2.437	2.402
	Dipendenti donne		1.537	1.411	1.363
	Numero di assunzioni		226	116	131
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,32	0,46	0,49
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	9	7	7
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	(%)	63	72	69
	Ore di formazione	(numero)	147.011	92.701	98.579
	Spese in formazione	(€ milioni)	1,9	1,2	1,9

112 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

## Performance integrate

Risultato operativo e free cash flow stabilmente positivi nel settore Refining & Marketing					
		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	(472)	(65)	387
	Margine di break-even della raffinazione	(\$/bl)		6	5
	Investimenti tecnici nella raffinazione	(€ milioni)	462	362	282
Capitale produttivo	Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	6.386	6.220	5.846
	Capacità bilanciata di raffinazione	(migliaia di barili/giorno)	787	617	548
	Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	66	78	95
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO <sub>2</sub> e <sub>q</sub> )	5,2	5,3	5,1
	Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati <sup>(a)</sup>	(tonnellate CO <sub>2</sub> e <sub>q</sub> /kt)	252,08	286,92	237,39
	Emissioni di SOx/lavorazioni di greggio e semilavorati <sup>(a)</sup>	(tonnellate SO <sub>2</sub> e <sub>q</sub> /kt)	0,53	0,32	0,29
	Emissioni di SOx	(migliaia di tonnellate SO <sub>2</sub> e <sub>q</sub> )	10,80	5,70	5,97
Capitale sociale e relazionale	Indice soddisfazione clienti	(scala likert)	8,1	8,2	8,3
	Clienci coinvolti nell'indagine di soddisfazione	(numero)	29.863	24.081	23.628
Capitale intellettuale	Brevetti in vita	(numero)	839	662	648
	Domande di primo deposito brevettuale		6	16	4
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.469	5.823	5.234
	Dipendenti donne		1.176	1.045	911
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,05	0,89	0,80
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	43	31	27
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati)	(%)	48	40	51
	Ore di formazione	(numero)	244.279	163.321	157.321
	Spese in formazione	(€ milioni)	3,3	2,5	1,9

Focus sull'efficienza					
		2013	2014	2015	
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	11.584	11.264	10.775
	Variazione del capitale di esercizio		121	2.148	4.450
	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		78.108	74.067	53.983
Capitale naturale	Consumo netto di fonti primarie (totale)	(tep)	11.675.939	10.606.496	10.910.143
	- di cui: Gas naturale		9.809.086	9.107.522	9.245.994
	- di cui: Prodotti petroliferi		1.767.269	1.423.944	1.572.924
	- di cui: Altri combustibili		99.583	75.030	91.225
	Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,54	1,67	1,62
Energy Intensity Index (R&M)	(%)	76,0	77,8	79,9	
Prelievi idrici (totale)	(milioni di metri cubi)	1.193	1.037	872	
Capitale umano	Giorni di assenza per infortunio sul lavoro - Forza lavoro (totale)	(numero)	4.418	3.988	2.312
	Contenziosi dipendenti (totali)		869	864	959
	Rapporto prevenzione/controversie dei contenziosi dipendenti (totale)		326/869	370/864	470/959

(a) L'indicatore è riferito alle lavorazioni delle sole raffinerie tradizionali.

Eni Relazione Finanziaria Annuale 113

Performance integrate

Altre performance rilevanti		2013	2014	2015
Governance	Membri del CdA (numero)	9	9	9
	- esecutivi	1	1	1
	- non esecutivi	8	8	8
	- indipendenti <sup>(a)</sup>	7	7	7
	- non indipendenti	2	2	2
	- membri di minoranze	3	3	3
	Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni (%)	17	26	27
	Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni	29	35	34
Capitale umano	Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)	29.176	28.597	28.246
	- uomini	21.672	21.227	20.992
	- donne	7.504	7.370	7.254
	Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	10.510	10.442	9.975
	- di cui dirigenti	97	83	71
	- di cui quadri	1.849	1.883	1.869
	- di cui impiegati	6.150	6.181	5.902
	- di cui operai	2.414	2.295	2.133
	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri) (%)	23,5	23,8	24,2
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,43	0,33	0,19
	Indice di frequenza infortuni dipendenti (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,29	0,21
	Indice di frequenza infortuni contrattisti (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,35	0,18
	Fatality index della forza lavoro totale (infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	0,00	1,08	0,39
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili dipendenti (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,35	0,34
	Indice di frequenza infortuni totali registrabili contrattisti (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,90	0,75	0,43
Indice di frequenza infortuni totali registrabili forza lavoro (infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,75	0,62	0,40	
Investimenti e spese in sicurezza (€ milioni)	205	143	239	
Ore di formazione (migliaia di ore)	1.493	1.032	915	
Spese in formazione (€ milioni)	54,63	37,15	27,51	
Capitale sociale e relazionale	Spese per il territorio (€ milioni)	100	96	97
	Fornitori utilizzati (numero)	13.573	11.342	9.268
	Procurato totale (€ milioni)	19.043	22.955	19.514
	Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani (totale) (numero)	2.434	3.846	2.806
	Audit SAB000 effettuati (totale)	23	20	16 <sup>(b)</sup>
	Personale security Eni formato sui Diritti Umani	235	143	61
	Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani (%)	83	95	85
Capitale intellettuale	Spese in R&S <sup>(c)</sup> (€ milioni)	142	134	139
	Domande di primo deposito brevettuale (numero)	35	50	22
	- di cui depositi sulle fonti rinnovabili	21	17	11
	Brevetti in vita	3.644	3.056	3.162
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (totali) (milioni di tonnellata di CO <sub>2</sub> eq)	43,9	38,9	38,5
	Emissioni di NO <sub>x</sub> (tonnellate di NO <sub>x</sub> eq)	74.657	62.238	66.523
	Emissioni di SO <sub>x</sub> (tonnellate di SO <sub>x</sub> eq)	22.062	19.124	10.501
	Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds) (tonnellate)	39.060	22.664	17.227
	Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)	2.103	1.578	1.763
	Numero totale di oil spill (> 1 barile) (numero)	382	362	247
	Volume totale di oil spill (> 1 barile) (barili)	7.764	15.562	16.450
	- da atti di sabotaggio	6.002	14.401	14.847
	- operativi	1.762	1.161	1.603
	Prelievi idrici totali (milioni di metri cubi)	1.193	1.037	872
	- di cui acqua di mare	1.114	968	801
	- di cui acqua dolce	61	59	58
	- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficic	18	10	13

(a) Ci si riferisce all'indipendenza ai sensi di legge, cui lo statuto di Eni rinviava; ai sensi del Codice di Autodisciplina sono indipendenti 6 dei 9 Amministratori in carica.

(b) Il dato include Audit SAB000 su 8 fornitori / sub-fornitori in Ecuador, Vietnam, Algeria, Ghana e 8 follow-up su Audit SAB000 svolti nel 2014 in Mozambico, Indonesia, Angola, Pakistan.

(c) Al netto dei costi generali e amministrativi.

114 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Performance integrate

### La trasparenza dei pagamenti effettuati ai Governi nell'esercizio dell'attività estrattiva

In materia di trasparenza dei pagamenti effettuati ai Governi nell'esercizio dell'attività estrattiva, Eni, oltre a proseguire nel suo supporto all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), si è attivata per raggiungere un maggior grado di trasparenza, in anticipo rispetto a quanto previsto dal Decreto Legislativo n.139 del 18.08.2015 che recepisce le disposizioni in materia della Direttiva 2013/34/UE (direttiva Accounting) relativamente ai pagamenti effettuati a partire dal 2016 oggetto di pubblicazione nel 2017. In particolare, ritenendo che il coinvolgimento attivo dei governi sia imprescindibile per un buon uso delle risorse estrattive, l'azienda ha preso contatti con tutte le controparti nei suoi contratti upstream per segnalare il suo impegno in materia di trasparenza e per richiedere il consenso alla pubblicazione di tasse, royalty e degli altri pagamenti previsti dallo Standard dell'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) e dalla Direttiva Europea. Pertanto sono di seguito rap-

presentati i pagamenti ("cash basis") effettuati nell'anno 2015 agli Stati (comprese le amministrazioni locali e altre agenzie statali) per i Paesi per i quali i relativi governi/ autorità locali/controparti governative hanno comunicato il loro consenso alla pubblicazione. I dati sono estratti dalla contabilità Eni e riguardano la parent company e le società controllate consolidate.

I pagamenti relativi alle iniziative petrolifere operate da Eni, se eseguiti anche per conto dei partners, sono riportati al 100%. Non sono riportati i pagamenti eseguiti dagli operatori per conto Eni nelle iniziative petrolifere dove Eni non è operatore.

Le categorie di pagamenti sono coerenti con quelle previste dallo Standard EITI e dalle Direttive Europee. I Paesi oggetto di disclosure contribuiscono con circa il 75% alla produzione Eni 2015 (80% includendo i due ulteriori paesi aderenti all'EITI riportati in tabella).

(€ migliaia)	Anno	Entitlement riconosciuto allo Stato	Entitlement riconosciuto a società di Stato	Imposte dirette	Royalty	Bonus	Fees	Altri pagamenti e benefici rilevanti	Investimenti <sup>(*)</sup>	Ricavi delle vendite di idrocarburi equity <sup>(**)</sup>
Angola	2015		46.335	193.814	80.202		33	1.447	1.354.317	1.585.505
Australia	2015			4.390			520		14.620	91.657
Cina	2015			1.484			136		11.248	62.060
Cipro	2015							600	112.189	
Croazia	2015			4.607					2.597	36.958
Danimarca	2015									
Ecuador	2015			41.106 <sup>(a)</sup>				8.757	21.960	124.851
Gabon	2015						21	1.416	80.089	
Ghana	2015						1.388		203.428	
Indonesia	2015			27.669		39			732.705	165.603
Iraq	2015			15.843				11.647	481.312	576.265
Irlanda	2015								2.057	
Italia	2015				301.871		2.202	1.868	726.832	2.123.516
Kenia	2015						161		3.825	
Libia	2015		1.554.740	1.983.759	222.621			45.065	444.061	3.840.949
Myanmar	2015						901		5.529	
Nigeria	2015		11.277	163.789	168.537		9.681	28.664	451.078	1.559.178
Norvegia	2015			41.411			8.565		1.115.747	1.383.956
Olanda	2015			275						
Pakistan	2015			27.122	30.584		724		55.443	279.963
Portogallo	2015						523	160	3.589	
Regno Unito	2015			126.713			926		200.746	907.974
Rep. del Congo	2015	40.098	9.433	173.989	162.855		3.780		888.754	1.284.200
Russia	2015			1.439					55	
Timor Leste	2015	47.965		21.735	1.693		509		16.909	163.479
Ucraina	2015			98					13	
USA	2015			9.401	40.290		4.126		660.009	1.092.182
Vietnam	2015					451		563	16.080	
<b>DATI EITI<sup>(**)</sup></b>										
Kazakhstan	2014			343.922				(94.344) <sup>(b)</sup>		
Mozambico	2013-2014			53.280 <sup>(c)</sup>				301.132 <sup>(d)</sup>		

(\*) Accrual basis.

(\*\*) Si riportano i dati degli ultimi rapporti EITI pubblicati con riferimento ai paesi EITI.

(a) Include il pagamento di 33.136 migliaia di US Dollari per imposte di anni precedenti oggetto di contenzioso fiscale.

(b) Principalmente rimborso per VAT pari a 23.226.728 migliaia di Tenge relativo alla società Agip Caspian Sea BV Branch.

(c) Include imposte sul personale e ritenuta d'acconto su fornitori.

(d) Pagamento all'autorità fiscale del Mozambico dell'importo di 400.000 migliaia di US Dollari relativo all'imposta sulla cessione del 28,57% delle quote di eni East Africa SpA.

#### Royalty pagate negli esercizi 2013-2015 in Italia

(€ migliaia)	2013	2014	2015
<b>Royalty corrisposte<sup>(a)</sup></b>	<b>298.383</b>	<b>327.187</b>	<b>301.871</b>
- di cui allo Stato	138.302	149.454	126.172
- di cui alle Regioni	125.596	130.611	122.684
- di cui alla regione Basilicata	91.862	94.925	86.652
- di cui ai Comuni	34.486	47.123	53.015

(a) Il valore include Eni SpA (Exploration &amp; Production), Enimed, Società Adriatica Idrocarburi e Società Ionica Gas.

## Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito internet di Eni all'indirizzo [eni.com](http://eni.com). Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

## Termini finanziari

- **Dividend yield** Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di dividend yield, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).
- **Leverage** Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.
- **ROACE** Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Coverage** Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e gli oneri finanziari netti.
- **Current ratio** Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.
- **Debt coverage** Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.
- **Profit per boe** Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.
- **Opex per boe** Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.
- **Cash flow per boe** Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività Oil & Gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.
- **Finding & Development cost per boe** Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove

riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, a estensioni e nuove scoperte e a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities – Oil & Gas Topic 932).

## Attività operative

- **Barile** Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.
- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di conversione della raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.
- **Emissioni di NO<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.
- **Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H<sub>2</sub>S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **Extrarete** Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto

sono anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), idrofluorocarburi (HFC), per fluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.

- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Production Sharing Agreement (PSA)** Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Con-

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

- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.



### Bilancio consolidato 2015

- 118 Schemi di bilancio
- 126 Note al bilancio consolidato
- 220 Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC
- 235 **Attestazione del management**
- 236 **Relazione della Società di revisione**

## Stato patrimoniale

(€ milioni)	Note	31.12.2014		31.12.2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
<b>Attività correnti</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	6.614		5.200	
Attività finanziarie destinate al trading	(9)	5.024		5.028	
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	257		282	
Crediti commerciali e altri crediti	(11)	28.601	1.973	20.950	1.944
Rimanenze	(12)	7.555		3.910	
Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	762		351	
Attività per altre imposte correnti	(14)	1.209		622	
Altre attività correnti	(15) (33)	4.385	43	3.639	50
		<b>54.407</b>		<b>39.982</b>	
<b>Attività non correnti</b>					
Immobili, impianti e macchinari	(16)	71.962		63.795	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	1.581		909	
Attività immateriali	(18)	3.645		2.433	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(19)	3.115		2.619	
Altre partecipazioni	(19)	2.015		644	
Altre attività finanziarie	(20)	1.022	239	788	158
Attività per imposte anticipate	(21)	5.231		4.349	
Altre attività non correnti	(22) (33)	2.773	12	1.757	10
		<b>91.344</b>		<b>77.294</b>	
<b>Discontinued operations e attività destinate alla vendita</b>	(34)	<b>456</b>		<b>17.516</b>	559
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>146.207</b>		<b>134.792</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Passività correnti</b>					
Passività finanziarie a breve termine	(23)	2.716	181	5.712	208
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(28)	3.859		2.671	
Debiti commerciali e altri debiti	(24)	23.703	1.954	14.615	1.521
Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	534		422	
Passività per altre imposte correnti	(26)	1.873		1.442	
Altre passività correnti	(27) (33)	4.489	58	4.703	91
		<b>37.174</b>		<b>29.565</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	(28)	19.316		19.393	
Fondi per rischi e oneri	(29)	15.898		15.266	
Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	1.313		1.056	
Passività per imposte differite	(31)	7.847		6.921	
Altre passività non correnti	(32) (33)	2.285	20	1.852	23
		<b>46.659</b>		<b>44.488</b>	
<b>Discontinued operations e passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita</b>	(34)	<b>165</b>		<b>7.070</b>	235
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>83.998</b>		<b>81.123</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>	(35)				
<b>Interessenze di terzi</b>		<b>2.455</b>		<b>1.916</b>	
<b>Patrimonio netto di Eni:</b>					
Capitale sociale		4.005		4.005	
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(284)			(474)	
Altre riserve		57.343		59.026	
Azioni proprie	(581)			(581)	
Acconto sul dividendo	(2.020)			(1.440)	
Utile (perdita) dell'esercizio		1.291		(8.783)	
<b>Totale patrimonio netto di Eni</b>		<b>59.754</b>		<b>51.753</b>	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>62.209</b>		<b>53.669</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>146.207</b>		<b>134.792</b>	

## Conto economico

(€ milioni)	Note	2013		2014		2015	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>	[38]						
Ricavi della gestione caratteristica		98.547	2.242	93.187	1.483	67.740	1.323
Altri ricavi e proventi		1.117	28	1.039	63	1.205	45
<b>Totale ricavi</b>		<b>99.664</b>		<b>94.226</b>		<b>68.945</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>	[39]						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		78.108	7.617	74.067	7.072	53.983	6.816
Costo lavoro		2.657	38	2.572	60	2.778	55
<b>ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI</b>	[39]	<b>(71)</b>	<b>68</b>	<b>145</b>	<b>208</b>	<b>(485)</b>	<b>96</b>
<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>	[39]	<b>10.961</b>		<b>10.147</b>		<b>14.480</b>	
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>		<b>7.867</b>		<b>7.585</b>		<b>(2.781)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	[40]						
Proventi finanziari		5.030	33	5.672	41	8.576	72
Oneri finanziari		(5.941)	(85)	(7.042)	(55)	(10.062)	(54)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4		24		3	
Strumenti finanziari derivati		(92)		165		160	
		<b>(999)</b>		<b>(1.181)</b>		<b>(1.323)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	[41]						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		220		104		(452)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		5.863		365		576	
- di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa		3.359					
		<b>6.083</b>		<b>469</b>		<b>124</b>	
<b>UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE</b>		<b>12.951</b>		<b>6.873</b>		<b>(3.980)</b>	
Imposte sul reddito	[42]	(9.055)		(6.681)		(3.147)	
<b>Utile (perdita) netto - Continuing operations</b>		<b>3.896</b>		<b>192</b>		<b>(7.127)</b>	
<b>Utile (perdita) netto - Discontinued operations</b>	[34]	<b>1.063</b>	672	<b>658</b>	821	<b>(2.251)</b>	130
<b>Utile (perdita) netto</b>		<b>4.959</b>		<b>850</b>		<b>(9.378)</b>	
<b>Di competenza Eni:</b>							
- continuing operations		3.472		101		(7.680)	
- discontinued operations	[34]	1.688		1.190		(1.103)	
		<b>5.160</b>		<b>1.291</b>		<b>(8.783)</b>	
<b>Interessenze di terzi:</b>	[35]						
- continuing operations		424		91		553	
- discontinued operations	[34]	(625)		(532)		(1.148)	
		<b>(201)</b>		<b>(441)</b>		<b>(595)</b>	
<b>Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni</b> (ammontari in € per azione)	[43]						
- semplice		1,42		0,36		(2,44)	
- diluito		1,42		0,36		(2,44)	
<b>Utile (perdita) per azione sull'utile (perdita) netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations</b> (ammontari in € per azione)	[43]						
- semplice		0,96		0,03		(2,13)	
- diluito		0,96		0,03		(2,13)	

## Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2013	2014	2015
<b>Utile (perdita) netto dell'esercizio</b>		<b>4.959</b>	<b>850</b>	<b>(9.378)</b>
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>				
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(35)	65	(82)	36
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(35)	(3)	3	
Effetto fiscale	(35)	(40)	22	(21)
		<b>22</b>	<b>(57)</b>	<b>15</b>
<b>Componenti riclassificabili a conto economico:</b>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(35)	(1.871)	5.008	4.534
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(35)	(64)	(77)	
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(35)	(1)	7	(4)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(35)	(198)	(167)	(256)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(35)		4	(9)
Effetto fiscale	(35)	63	30	66
		<b>(2.071)</b>	<b>4.805</b>	<b>4.331</b>
<b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>		<b>(2.049)</b>	<b>4.748</b>	<b>4.346</b>
<b>Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio</b>		<b>2.910</b>	<b>5.598</b>	<b>(5.032)</b>
<b>Di competenza Eni:</b>				
- continuing operations		1.501	4.779	(3.454)
- discontinuing operations	(34)	1.663	1.217	(1.049)
		<b>3.164</b>	<b>5.996</b>	<b>(4.503)</b>
<b>Interessenze di terzi:</b>				
- continuing operations		411	94	554
- discontinuing operations	(34)	(665)	(492)	(1.083)
		<b>(254)</b>	<b>(398)</b>	<b>(529)</b>