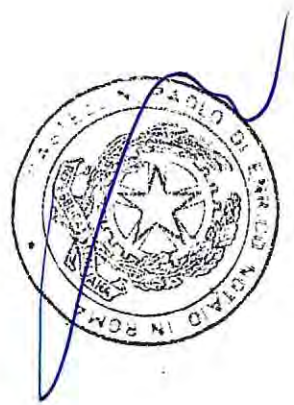


3090.11/303

ALLEGATO "D"
ROGITO 21518



PAGINA ANNULLATA



8090.1/344

Bilancio integrato

La Relazione sulla gestione inclusa nella Relazione Finanziaria Annuale 2014 costituisce il bilancio integrato Eni redatto sulla base dei principi contenuti nell'International Framework pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). Tale report ha l'obiettivo di rappresentare le performance finanziarie e di sostenibilità, evidenziando le connessioni esistenti tra il contesto competitivo, la strategia del Gruppo, il modello di business, la gestione integrata dei rischi e l'adozione di un sistema rigoroso di corporate governance. Dal 2011 Eni partecipa all'iniziativa dell'IIRC, Pilot Programme, finalizzata alla definizione di un framework internazionale sul reporting integrato.

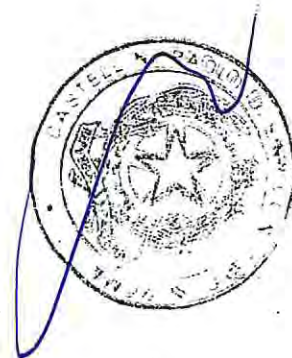
Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, buy-back, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. Per Eni si intende Eni SpA e le imprese incluse nell'area di consolidamento.

Assemblea ordinaria degli azionisti del 13 maggio 2015.
L'avviso di convocazione è stato pubblicato su "Il Sole 24 ore"
e "Financial Times WWT" del 2 aprile 2015.

Relazione sulla gestione

4	Lettera agli azionisti
8	Profilo dell'anno
13	Materialità e stakeholder engagement
16	Modello di business
18	Obiettivi e driver di risultato
20	Contesto competitivo
22	Strategia
24	Risk Management
28	Governance
	Andamento operativo
32	Exploration & Production
49	Gas & Power
54	Refining & Marketing
60	Versalis
63	Ingegneria & Costruzioni
	Commento ai risultati e altre informazioni
66	Commento ai risultati economico-finanziari
66	Conto economico
85	Stato patrimoniale riclassificato
88	Rendiconto finanziario riclassificato
93	Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA
102	Fattori di rischio e incertezza
112	Evoluzione prevedibile della gestione
113	Altre informazioni
114	Performance integrate
119	Glossario



lettera agli azionisti

80901/365

nuovo scenario che si sta delineando per il breve e medio termine di prezzi significativamente inferiori a quelli del passato richiede all'industria petrolifera una maggiore flessibilità ed efficienza, per continuare a crescere e a generare valore per tutti i propri stakeholder.



Emma
Marcegaglia
PRESIDENTE

Eni è nella posizione strategica ideale per affrontare con successo questa sfida facendo leva sulla competitività del portafoglio di asset Oil & Gas, sulla solidità della posizione finanziaria e sulle iniziative avviate nel maggio 2014 di focalizzazione nelle attività core upstream e di accelerazione del turnaround dei business mid e downstream.

La struttura organizzativa prima divisionalizzata, ora pienamente integrata, più snella e focalizzata sulle priorità del core business, ha consentito e consentirà ancora saving significativi anche grazie alla centralizzazione dei servizi tecnici.

Nel 2014, nonostante il progressivo indebolimento dello scenario, Eni ha ottenuto risultati eccellenti in particolare con un cash flow che è il record degli ultimi sei anni. L'utile operativo adjusted è stato di €11,57 miliardi (-9% rispetto al 2013) e l'utile netto adjusted €3,7 miliardi (-16%), penalizzati dal calo del 9% del prezzo del petrolio, i cui effetti sono stati attenuati dai progressi nel turnaround dei settori del gas, della raffinazione e della chimica. Questi settori nel complesso hanno registrato una migliore performance industriale di €1,2 miliardi, alla quale si è aggiunto il recupero di redditività di Saipem. Il flusso di cassa da attività operativa è stato di €15,1 miliardi con un incremento del 37% rispetto al 2013, grazie all'elevato valore delle produzioni upstream, alle rinegoziazioni dei contratti gas, alle azioni di ottimizzazione del capi-

tale circolante e alle diffuse azioni di efficienza intraprese. Le dismissioni di asset non strategici hanno contribuito €3,7 miliardi di cassa. Questi flussi hanno consentito di finanziare investimenti tecnici di €12,2 miliardi, focalizzati nell'upstream, e di remunerare gli azionisti Eni con €4,4 miliardi di dividendi e buy back con un distribution yield dell'8,3%, tra i migliori del settore Oil & Gas. La forte generazione di cassa ha consentito di ridurre l'indebitamento finanziario netto e il leverage di 0,22 è in calo di 0,03 punti rispetto al 2013.

Sulla base di questi risultati il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli Azionisti la distribuzione di un dividendo a valore sugli utili 2014 di €1,12 per azione di cui €0,56 distribuiti come acconto nel settembre 2014 (€1,1 nel 2013).

Nel 2014, in linea con i nostri piani, il settore upstream ha prodotto 1,6 milioni di barili/giorno, generando un cash flow unitario di \$30 e con una distribuzione geografica dell'80% nei Paesi a basso-medio rischio. Le riserve certe a fine esercizio sono 6,6 miliardi di barili con un rimpiazzo organico di quelle prodotte al 112% e una media del 127% negli ultimi cinque anni. L'utile operativo adjusted è stato di €11,55 miliardi.

L'esplorazione si conferma driver di crescita e di generazione di valore, nonché elemento distintivo di Eni nel panorama delle grandi compagnie



Claudio
Descalzi
AMMINISTRATORE
DELEGATO

8090.1/346

petrolifere internazionali. Dal 2008 a oggi Eni ha scoperto oltre 10 miliardi di barili di olio equivalente (boe) in posto, più di ogni altro player nell'industria, solo nel 2014 circa 900 milioni di boe al costo competitivo di \$2,1 per boe. I successi di maggiore rilievo sono stati fatti near-field con tempi di sviluppo rapidi grazie alle infrastrutture produttive esistenti e alle sinergie con il front-end-loading dei progetti realizzati.

Abbiamo rinnovato il portafoglio esplorativo con l'acquisizione di circa 100 mila chilometri quadrati netti di nuovo acreage proseguendo nella logica di diversificazione della presenza geografica. Confermiamo i nostri piani di espansione nel Pacifico dove abbiamo firmato i contratti di production sharing per l'esplorazione di 2 blocchi onshore in Myanmar e 3 nell'offshore del Vietnam e acquisito permessi in Indonesia, Australia e Cina, e il nostro interesse per i bacini inesplorati con l'ingresso nell'offshore di Portogallo, Sud Africa e nell'offshore profondo egiziano. Nel prossimo quadriennio investiremo dando priorità all'esplorazione di prossimità per assicurare il sostegno alle produzioni, avviando iniziative nell'offshore cipriota, nelle aree inesplorate del nostro acreage in Mozambico e nelle strutture similari del Kenia, nel Pacifico, nei temi pre-salino dell'Africa Occidentale, nonché rilanciando l'attività in nuove strutture geologiche delle aree core egiziana e kazaka. Intendiamo anticipare i flussi di cassa delle scoperte attraverso la diluizione degli elevati interest che possediamo negli asset, così da bilanciare in modo ottimale costi/esposizione al rischio e redditività, assicurando al contempo il rimpiaz-

zo delle riserve e l'equilibrio della presenza globale upstream.

Nello sviluppo puntiamo all'eccellenza nel time-to-market al fine di massimizzare il valore delle nostre riserve. Abbiamo in programma di massimizzare l'efficienza del nostro sviluppo facendo leva sull'integrazione delle competenze lungo il ciclo di vita delle riserve e su di un modello organizzativo innovativo che internalizza l'ingegneria e mantiene una stretta supervisione delle attività di costruzione e commissioning. La programmazione dei progetti per fasi ci consente di mitigare i rischi operativi e di ridurre l'esposizione finanziaria.

Questo approccio ha prodotto risultati al top dell'industria quali i progetti West Hub nel Blocco 15/06 in Angola, primo progetto operato da Eni nel paese, con first oil a soli 4 anni dalla dichiarazione di commercialità della scoperta, e Nené Marine in Congo avviato in appena 8 mesi dalla decisione finale d'investimento.

Per il prossimo quadriennio pianifichiamo 16 principali avvii di nuovi giacimenti operati da Eni che, insieme ai ramp up degli avvii 2014, contribuiranno oltre 650 mila boe/giorno al 2018 al sostegno della crescita e al rimpiazzo delle produzioni mature. Tali progetti hanno un breakeven medio di \$45 al barile e genereranno un flusso di cassa operativo addizionale cumulato di €19 miliardi nel periodo 2015-2018. Oltre ai due citati, si segnalano Goliat nel Mare di Barents, i progetti venezuelani, l'East Hub nel Blocco 15/06 in Angola che sfrutterà le sinergie con il West Hub, Jangkrik in Indonesia, la struttura OTCP in Ghana, l'upgrading dei giacimenti giant in Libia e il re-start di Kashagan dove il Consorzio

ha individuato la soluzione idonea per il ripristino della piena operatività del campo entro la fine del 2016. Grazie allo sviluppo dei nuovi progetti e al mantenimento del plateau dei giacimenti esistenti prevediamo un tasso di crescita medio della produzione pari al 3,5% al 2018.

In Mozambico, dove Eni ha fatto la più grande scoperta della sua storia con circa 2.500 miliardi di metri cubi di riserve di gas in posto, prevediamo con la finalizzazione dei contratti gas e l'ottenimento dei necessari permessi di produzione di conseguire la FID per il progetto Coral floating LNG nella seconda metà del 2015.

Ci impegniamo per un upstream sempre più sostenibile. Il continuous improvement nella conduzione delle operazioni con l'adozione delle best practices dell'industria ci hanno consentito di mantenere il track record per l'undicesimo anno consecutivo nell'assenza di incidenti di pozzo e blow-out, nella riduzione degli sversamenti di greggio e nel migliorare gli indici infortunistici. Nel Mare Artico norvegese, dove siamo i primi a sviluppare un giacimento in un ecosistema di elevata sensibilità, le nostre procedure di monitoraggio e reazione agli sversamenti sono diventate uno standard di riferimento. Per il futuro ci proponiamo obiettivi ambiziosi soprattutto nei temi cruciali del controllo delle emissioni di gas serra attraverso la riduzione di circa il 50% dei volumi di flaring gas entro il quadriennio e l'ottimizzazione del riutilizzo delle acque di produzione.

Nei business del gas, della raffinazione e della chimica abbiamo dato un forte impulso al processo di ristrutturazione per accelerare il ritorno all'equilibrio economico e finanziario



80901/347

nonostante il continuo deterioramento dei fondamentali.

I risultati di questo sforzo sono ben visibili nel settore Gas & Power che con l'anticipo di un anno chiude il 2014 con l'utile operativo adjusted di €310 milioni e con una robusta generazione di cassa, nonostante la debolezza strutturale della domanda, la forte competizione agli hub e lo spiazzamento del gas nella produzione di energia elettrica da parte del fotovoltaico e del carbone. Il principale driver è stata la rinegoziazione dei contratti long-term che ci consente di avere un portafoglio di approvvigionamento indicizzato per circa il 70% ai principali benchmark di mercato, garantendo una migliore competitività del nostro gas. Inoltre abbiamo dimezzato l'esposizione take-or-pay utilizzando il gas prepagato in esercizi precedenti, con un beneficio sulla cassa pari a circa €660 milioni. La nostra strategia per il quadriennio continuerà a fare leva su nuovi round negoziali dei contratti gas con l'obiettivo di allineare il costo della materia prima al prezzo wholesale e di recuperare i costi della logistica. Sul fronte commerciale puntiamo a difendere i margini nelle vendite ai clienti large e nel GNL attraverso l'offerta di prodotti innovativi e strutturati quali ad esempio le vendite di GNL su piccola scala. Nel segmento retail puntiamo alla fidelizzazione della clientela per ridurre il churn rate e all'incremento dei ricavi per cliente attraverso l'offerta di servizi e prodotti oltre la commodity. Non meno importanti saranno i driver dell'efficienza della macchina operativa e del controllo del rischio credito.

I progressi nel turnaround di Refining & Marketing hanno consentito

di dimezzare la perdita operativa (-€208 milioni) grazie alla riduzione di circa il 30% della capacità di lavorazione basata sui cicli tradizionali a carica petrolifera, il ribilanciamento del portafoglio con l'avvio della produzioni di carburanti verdi a Venezia e le azioni di contenimento dei costi. Questo è stato ottenuto in un contesto competitivo caratterizzato dall'eccesso strutturale di capacità e dalla debolezza della domanda. Nel novembre 2014 abbiamo definito con gli stakeholder di riferimento il piano di riconversione della Raffineria di Gela, che rappresenta un esempio di come si possano coniugare il vincolo aziendale di economicità, la salvaguardia dei livelli occupazionali e la tutela dell'ambiente. Il sito sarà trasformato in un moderno polo per la produzione di biocarburanti di elevata qualità con l'impiego delle tecnologie proprietarie Eni, nonché in un avanzato centro logistico. Il personale in eccesso sarà reimpiegato nelle attività upstream di Eni in Sicilia per le quali prevediamo un rilancio. Nel quadriennio intendiamo completare la ristrutturazione fino al 50% della capacità, investire in misura selettiva e mantenere una forte attenzione all'efficienza attraverso il controllo dei costi fissi di stabilimento e l'implementazione di iniziative di energy saving. Nel marketing intendiamo consolidare la redditività della rete Italia attraverso la razionalizzazione/ottimizzazione dei punti vendita marginali, la semplificazione dell'offerta commerciale e il rilancio dell'iniziativa promozionale "you&eni" per sostenere la fidelizzazione del cliente. All'estero focalizzeremo la nostra

presenza nell'Europa Centro-Occidentale, completando il disinvestimento delle reti nell'Est Europa.

I risultati del 2014 e le iniziative pianificate ci consentono di anticipare il break-even economico al 2015.

In maniera analoga al business raffinazione, la nostra chimica è penalizzata dalla competizione di prodotti più economici provenienti da Est Asia, Medio Oriente e Stati Uniti ed eccesso di capacità, nel contesto di una domanda stagnante. Il recupero della redditività e il pareggio finanziario di Versalis faranno leva sulla nostra capacità di identificare e implementare soluzioni sostenibili per la riconversione dei siti in perdita strutturale. Nel 2014 abbiamo concluso la ristrutturazione delle attività in Sardegna con l'avvio delle produzioni di bioplastiche a Porto Torres in collaborazione con Novamont e la cessione dello stabilimento di Sarroch. Nel novembre 2014 abbiamo definito il piano di sostenibilità di Porto Marghera che prevede lo sviluppo di produzioni da fonti rinnovabili, in partnership con la società americana Elevance Renewable Sciences, e la chiusura dell'impianto petrolchimico. Gli altri driver saranno lo sviluppo di prodotto a elevato valore aggiunto sfruttando la leva tecnologica nei segmenti di nicchia (elastomeri, resine idrocarburiche), il potenziamento della piattaforma di green chemicals e i progetti di espansione internazionale nel Sud Est asiatico nel segmento degli elastomeri. I risultati di Versalis sono migliorati nel 2014 con perdite ridotte del 10% (a -€346 milioni); puntiamo al breakeven economico al 2016.

Nel prossimo quadriennio prevediamo un graduale recupero delle quotazioni del greggio e confermiamo la nostra

80901/348

view di lungo termine a \$90 al barile sulla base della valutazione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. In tale scenario la nostra priorità è la massimizzazione della generazione di cassa che sarà sostenuta dalle azioni industriali definite, dall'esposizione ai progetti Oil & Gas convenzionali, sostenibili anche a livelli contenuti di prezzo del petrolio, dalla capital discipline e da un robusto programma di dismissioni. Il piano di investimenti privilegia progetti a elevato valore e dai ritorni accelerati e l'approccio modulare nello sviluppo al fine di con-

tenere l'esposizione finanziaria. Tale ottimizzazione determinerà una spesa nel quadriennio di €47,8 miliardi, concentrata per il 90% nella E&P, con una riduzione del 17% a parità di cambio rispetto al precedente piano.

Siamo consapevoli che per il raggiungimento dei traguardi che ci proponiamo la motivazione delle nostre persone è un fattore decisivo di successo. Per questo motivo intendiamo continuare a investire nello sviluppo delle risorse umane valorizzando in particolare le capacità di leadership e di

change management, mantenendo il riferimento ai nostri valori fondamentali di integrità e trasparenza.

In conclusione il 2014 è stato un anno positivo per Eni per i risultati raggiunti e per il tempestivo avvio delle azioni appropriate per affrontare il nuovo ciclo dell'industria Oil & Gas. In un 2015 ancora incerto Eni, grazie al suo ottimo posizionamento strategico, è ben strutturata per continuare a generare valore sostenibile nel breve e lungo termine per i propri azionisti.

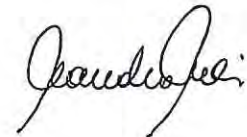
12 marzo 2015

per il Consiglio di Amministrazione

Emma Marcegaglia
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato




profilo dell'anno

80901,349

Record cash flow

+37% vs 2013

Azioni di turnaround nel mid-downstream

+€1,2 mld
di risultato operativo

Incassi da dismissioni

€3,68 mld

Distribution yield

8,3%

Overview Nel 2014, in una congiuntura di mercato sfavorevole, Eni ha conseguito eccellenti risultati e una generazione di cassa record per effetto dell'elevato valore della produzione upstream e l'accelerazione della ristrutturazione dei business mid e downstream.

Risultati adjusted L'utile operativo adjusted è stato di €11,57 miliardi e l'utile netto adjusted di €3,71 miliardi con una riduzione rispettivamente del 9% e del 16% rispetto al 2013. I settori mid-downstream hanno migliorato le performance complessivamente di €1,2 miliardi grazie alla rinegoziazione dei contratti gas, al taglio dei costi e alle azioni di ristrutturazione e ottimizzazione, compensando il calo della E&P a causa della flessione del prezzo del Brent. Sull'utile netto ha inciso la valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi bond convertibili (un onere di €0,22 miliardi).

Risultato netto L'utile netto è stato di €1,29 miliardi e sconta oneri straordinari netti di €1,41 miliardi riferiti principalmente a svalutazioni di impianti e della fiscalità differita delle società italiane oltre che l'adeguamento del valore delle scorte di petrolio e prodotti ai valori correnti per €1 miliardo. Rispetto al 2013, si evidenzia una riduzione del 75% dovuta alla circostanza che nell'esercizio precedente furono rilevate plusvalenze relative alla cessione del 20% della scoperta in Mozambico e all'allineamento al prezzo di vendita dell'Artic Russia, per complessivi €4,7 miliardi.

Cash flow Il cash flow è stato il più elevato degli ultimi sei anni con €15,1 miliardi grazie anche al significativo contributo del capitale circolante in E&P, G&P e Saipem. Gli incassi del programma di dismissioni sono stati €3,68 miliardi, relativi in particolare alla cessione della partecipazione in Artic Russia, dell'8% di Galp e dell'interest Eni nel progetto South Stream. Tali flussi hanno finanziato gli investimenti tecnici di €12,24 miliardi, il pagamento del dividendo Eni di €4 miliardi, nonché il riacquisto di azioni proprie per €0,38 miliardi, determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €1,28 miliardi.

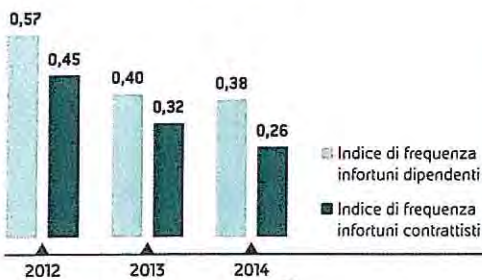
Leverage Al 31 dicembre 2014 il leverage è pari a 0,22, in riduzione rispetto allo 0,25 del 31 dicembre 2013.

Dividendo I solidi risultati conseguiti e gli ottimi fondamentali dell'azienda consentono la distribuzione di un dividendo di €1,12 per azione (€1,10 nel 2013) di cui €0,56 distribuiti come acconto nel settembre 2014.

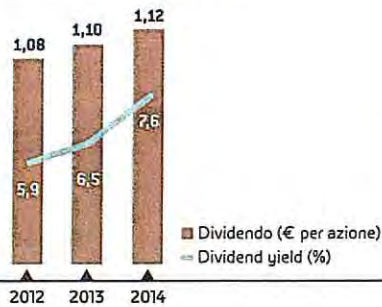
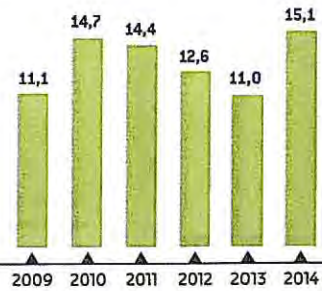
Distribution yield Il buy back di 21,66 milioni di azioni per un controvalore di €0,38 miliardi, insieme ai dividendi, ha determinato un distribution yield dell'8,3%.

Produzione di idrocarburi Nel 2014 la produzione è stata di 1,598 milioni di boe/giorno con un incremento dello 0,6% rispetto al 2013, escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia. I principali incrementi sono stati registrati in Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola che hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature. Gli avvii e i ramp-up dei nuovi giacimenti hanno contribuito per 126 mila barili/giorno.

809011/350

Indice di frequenza infortuni
(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

Dividendo e dividend yield

Cash flow operativo
(€ miliardi)

Riserve certe di idrocarburi ➤ Le riserve certe a fine anno si attestano a 6,6 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo del 112%. La vita residua è di 11,3 anni.

Sviluppo di nuovi giacimenti ➤ Nell'anno sono stati avviati i due grandi progetti offshore West Hub nel Blocco 15/06 in Angola e Nené nel Blocco Marine XII in Congo con un time-to-market che rappresenta il benchmark per l'industria.

Successi esplorativi ➤ Nel 2014 è proseguito il track-record di successi esplorativi, con circa 900 milioni di boe di risorse accertate al costo unitario competitivo di \$2,1 barile. Le principali scoperte sono state fatte near-field e avranno un rapido time-to-market.

In Angola la scoperta Dchigufu ha individuato 300 milioni di barili di olio in posto, incrementando le risorse del progetto West Hub avviato a fine 2014.

In Congo, nelle acque convenzionali del Blocco Marine XII, la terza scoperta effettuata nell'arco di meno di due anni con il pozzo Minsala ha incrementato di 1 miliardo di barili le risorse del Blocco.

In Ecuador, la scoperta Oglan nel Blocco 10 ha consentito di individuare un potenziale stimato in 300 milioni di barili di olio in posto, situati in prossimità delle infrastrutture produttive del giacimento operato di Villano.

In Indonesia la scoperta a gas Merakes ha individuato 36 miliardi di metri cubi di gas in prossimità del campo in sviluppo di Jangkrik operato da Eni e potrà fornire volumi all'impianto GNL di Bontang.

In Gabon individuato un potenziale stimato in 500 milioni di boe di gas e condensati con il pozzo Nyonie Deep.

Acreege acquisito ➤ Nell'ambito della strategia di rinnovamento del portafoglio minerario e di identificazione di nuove opzioni di potenziale crescita, è stato acquisito acreege esplorativo a elevato potenziale in bacini strategici per complessivi 100.000 chilometri quadrati in quota Eni.

Rinegoziazione dei contratti gas e riduzione take-or-pay ➤ Sono stati rinegoziati alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, ottenendo un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Il 70% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Inoltre sono stati ridotti gli anticipi cumulati per effetto della clausola di "take-or-pay" nei contratti di approvvigionamento gas a lungo termine con un beneficio sulla cassa di €0,66 miliardi grazie alle rinegoziazioni e alle azioni di ottimizzazione delle vendite.

Turnaround nella raffinazione ➤ Le iniziative del 2014 hanno consentito di ridurre di circa il 30% la capacità di raffinazione rispetto al 2012 grazie alla definizione del progetto di riconversione di Gela, all'avvio della green refinery di Venezia e alla cessione della quota di capa-

Riserve certe di idrocarburi

6,6 mld boe

a fine anno

Successi esplorativi

0,9 mld boe

di risorse scoperte nell'anno

Acreege acquisito

100.000 kmq

Take-or-pay

€0,66 mld

di beneficio sulla cassa

Capacità di raffinazione vs 2012

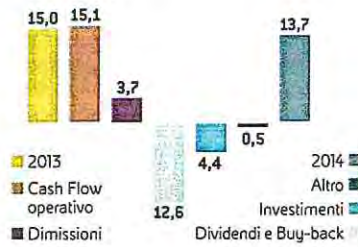
-30%

809011/351

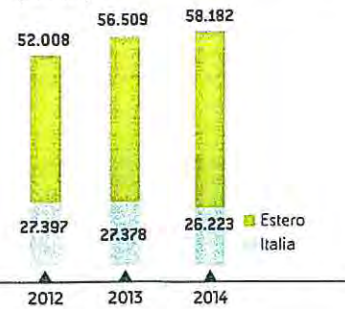
Efficienza operativa



Evoluzione dell'indebitamento 2014 (€ miliardi)



Dipendenti in servizio a fine periodo (numero)



cità nell'Europa dell'Est. Il tasso di utilizzo della capacità è aumentato rispetto allo scorso anno, determinando la riduzione del margine di break-even delle raffinerie Eni al di sotto dei \$6 al barile.

Progetto Gela ➤ Con l'accordo delle istituzioni italiane e delle parti sociali territoriali è stato definito il progetto di conversione della raffineria di Gela in bioraffineria e hub logistico e l'avvio di iniziative industriali volte a rilanciare il settore upstream nel territorio siciliano. Il progetto integra gli obiettivi di economicità e sostenibilità di Eni facendo leva su importanti investimenti, sull'innovazione tecnologica e sulle competenze interne.

Chimica verde ➤ Firmato un accordo per la riconversione del sito petrolchimico di Porto Marghera in un business di chimica verde che avvalendosi della partnership con la società americana Elevance Renewable Sciences sarà in grado di produrre specialty ad alto valore aggiunto per applicazioni industriali. L'impianto di cracking da carica petrolifera sarà chiuso in maniera definitiva.

Ristrutturazione della chimica Eni in Sardegna ➤ È stato avviato il progetto Chimica Verde di Matrìca, la joint venture paritetica Versalis-Novamont, che segna la riconversione del polo petrolchimico di Porto Torres. La joint venture produce a partire da materie prime vegetali, componenti base destinate ad applicazioni industriali. L'impianto chimico presso Sarroch è stato dismesso.

Sicurezza delle persone ➤ Nel 2014 è proseguito il programma "eni in safety" finalizzato alla comunicazione e formazione in materia di sicurezza. L'iniziativa e gli investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di ottenere un'ottima performance negli indici di frequenza degli infortuni con un calo del 12,6%, confermando per il decimo anno consecutivo il trend di miglioramento. Nonostante la riduzione del fatality index (-27%), si sono registrati quattro infortuni mortali.

La trasparenza nel corporate reporting ➤ Nel 2014 Eni è stata classificata prima società al mondo per trasparenza dell'informazione societaria nella graduatoria stilata da Transparency International. Tale valutazione ha considerato l'informazione societaria sotto tre aspetti: i programmi di anticorruzione, l'organizzazione (ad esempio le informazioni sui rapporti con le società controllate e collegate) e la pubblicazione dei principali dati economico-finanziari per Paese.

LEAD Board Programme ➤ Eni è stata una delle sei imprese al mondo ad aver aderito alla fase pilota del UN Global Compact LEAD Board Programme, un programma dedicato ai Consigli di Amministrazione delle aziende per rafforzare la loro consapevolezza in materia di sostenibilità. Il primo modulo "The materiality of sustainability", ha portato all'attenzione del Board i temi di sostenibilità più rilevanti ai fini della creazione di valore per l'azienda. L'iniziativa proseguirà nel 2015.

Indice di frequenza infortuni

-12,6% vs 2013

in miglioramento per il decimo anno consecutivo

Corporate reporting

Eni **prima società al mondo** nella trasparenza

80901/352

Principali dati economici e finanziari

	2012	2013	2014
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni) 127.109	114.697	109.847
Utile operativo	15.208	8.888	7.917
Utile operativo adjusted	19.883	12.650	11.574
Utile netto ^(a)	4.200	5.160	1.291
Esclusione special item	2.953	(1.168)	1.408
Esclusione (utile) perdita da magazzino	(23)	438	1.008
Utile netto adjusted ^(a)	7.130	4.430	3.707
Utile complessivo ^(a)	7.096	3.164	5.995
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.552	11.026	15.110
Investimenti tecnici	12.805	12.800	12.240
di cui: ricerca esplorativa	1.850	1.669	1.398
sviluppo	8.304	8.580	9.021
Acquisto azioni proprie			380
Dividendi per esercizio di competenza ^(b)	3.912	3.979	4.042
Dividendi pagati nell'esercizio	3.840	3.949	4.006
Totale attività a fine periodo	140.192	138.341	146.207
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi a fine periodo	62.417	61.049	62.209
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	15.069	14.963	13.685
Capitale investito netto a fine periodo	77.486	76.012	75.894
di cui: Exploration & Production	42.369	45.699	47.629
Gas & Power	10.597	9.201	7.776
Refining & Marketing	8.871	7.998	7.993
Versalis	2.557	2.656	2.973
Ingegneria & Costruzioni	9.937	9.554	8.644
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€) 18,34	17,49	14,51
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni) 3.622,8	3.622,8	3.610,4
Capitalizzazione di borsa ^(c)	(€ miliardi) 66,4	63,4	52,4

(a) Di competenza Eni.

(b) L'importo 2014 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

Principali indicatori reddituali e finanziari

	2012	2013	2014
Utile netto			
- per azione ^(a)	(€) 1,16	1,42	0,36
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$) 2,98	3,77	0,96
Utile netto adjusted			
- per azione ^(a)	(€) 1,97	1,22	1,03
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$) 5,06	3,24	2,74
Cash flow			
- per azione ^(a)	(€) 3,41	3,52	4,18
- per ADR ^{(a) (b)}	(\$) 8,77	9,04	11,12
Return on average capital employed (ROACE) adjusted	(%) 10,1	5,9	5,6
Leverage	0,24	0,25	0,22
Coverage	11,3	8,8	7,4
Current ratio	1,4	1,5	1,5
Debt coverage	83,4	73,7	110,4
Dividendo di competenza	(€ per azione) 1,08	1,10	1,12
Pay-out	(%) 50	77	311
Dividend yield ^(c)	(%) 5,9	6,5	7,6

(a) Interamente diluito. Calcolato come rapporto tra l'utile netto/cash flow e il numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla BCE.

(b) Un ADR rappresenta due azioni.

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



8090.1 | 353

Principali indicatori di performance

		2012	2013	2014
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	79.405	83.887	84.405
di cui: - donne ⁽¹⁾		12.847	13.588	13.650
- all'estero		52.008	56.509	58.182
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	18,9	19,4	19,7
Ore di formazione	(migliaia di ore)	3.132	4.349	3.207
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,57	0,40	0,38
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,45	0,32	0,26
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,10	0,98	0,72
Oil spill operativi	(barili)	3.759	1.901	1.179
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ ,eq)	52,84	47,60	42,93
Costi di ricerca e sviluppo ⁽²⁾	(€ milioni)	211	197	186
Spese per il territorio ⁽³⁾		91	101	96
Exploration & Production				
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.166	6.535	6.602
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	11,5	11,1	11,3
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.701	1.619	1.598
Profit per boe ⁽⁴⁾	(\$/boe)	16,0	15,5	9,9
Opex per boe ⁽⁴⁾		7,1	8,3	8,4
Cash flow per boe		32,8	31,9	30,1
Finding & Development cost per boe ⁽⁴⁾		17,4	19,2	21,5
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ ,eq)	28,7	25,9	23,0
Acqua di formazione rieniettata	(%)	49	55	56
Community investment	(€ milioni)	59	53	63
Gas & Power				
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	95,32	93,17	89,17
- in Italia		34,78	35,86	34,04
- internazionali		60,54	57,31	55,13
Clienti in Italia	(milioni)	7,45	8,00	7,93
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	42,58	35,05	33,58
Prelievi idrici/KWheq prodotto	(metri cubi/KWheq)	0,012	0,017	0,017
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	89,7	92,9	93,4
Refining & Marketing				
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	30,01	27,38	25,03
Quota di mercato rete in Italia	(%)	31,2	27,5	25,5
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	10,87	9,69	9,21
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.384	6.386	6.220
Erogato medio per stazione di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.054	1.828	1.725
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x ,eq)	16,99	10,80	6,09
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,9	8,1	8,2
Versalis				
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.090	5.817	5.283
Vendite di prodotti petrolchimici ^(a)		3.953	3.785	3.463
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	66,7	65,3	71,3
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO _x ,eq)	2,19	1,53	1,14
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	81,6	86,2	87,7
Ingegneria & Costruzioni				
Ordini acquisiti	(€ milioni)	13.391	10.062	17.971
Portafoglio ordini a fine periodo		19.739	17.065	22.147
Quota di procurato locale	(%)	57,4	54,3	55,6
Quota dipendenti estero		88,1	89,1	89,9

(*) Non includono i dipendenti delle società consolidate con metodo proporzionale.

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi assicurativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

materialità e stakeholder engagement

80901/354

Processo di determinazione della materialità per Eni

La materialità è il risultato del processo di identificazione e di prioritizzazione dei temi rilevanti di sostenibilità che influiscono in modo significativo sulla capacità dell'azienda di creare valore. Il processo attuato da Eni è volto a garantire la condivisione dei temi materiali con i massimi livelli decisionali aziendali e l'integrazione di questi nei processi di gestione dei rischi, definizione delle strategie, stakeholder engagement, reporting e comunicazione interna ed esterna fino all'attuazione delle decisioni operative.

Il processo di determinazione della materialità ha come primo step l'identificazione dei temi rilevanti attraverso specifici metodi di analisi che considerano la visione strategica del top management, i risultati del risk assessment e la prospettiva degli stakeholder.

Per poter cogliere la visione del top management nel 2014 è stato realizzato un ciclo di interviste a 12 top manager avente come oggetto il ruolo e il significato della sostenibilità per Eni. Inoltre centoquaranta manager in posizioni chiave sono stati coinvolti in una survey con l'obiettivo di individuare i temi rilevanti ai fini della creazione di valore.

Attraverso il risk assessment condotto nel 2014 sono stati evidenziati i temi di sostenibilità sui quali emergono potenziali rischi ambientali, sociali e di governance (ESG).

La prospettiva degli stakeholder è stata definita attraverso la raccolta delle aspettative dell'anno mediante un apposito sistema di rilevazione delle istanze degli stakeholder e dell'analisi della loro capacità di avere effetti sulle attività dell'azienda.

A seguito dell'identificazione dei temi materiali, la valutazione della relativa importanza è stata realizzata sulla base di metriche di quantificazione specifiche per ciascun ambito considerato.

Le interviste e la survey interne hanno valutato l'importanza di ciascun tema ai fini della creazione di valore per l'azienda. Il risk assessment ha determinato l'impatto e la probabilità di accadimento dei potenziali rischi derivanti dai singoli temi. La prospettiva degli stakeholder ha evidenziato l'importanza di ciascun tema così come percepita dalle diverse tipologie di interlocutori aziendali.

La combinazione dei risultati delle tre valutazioni precedenti ha consentito la prioritizzazione dei temi rilevanti.

I temi di sostenibilità individuati come materiali al termine di questo processo sono:

- Integrità nella gestione del business (anticorruzione, trasparenza, diritti umani, engagement delle comunità locali);
- Sicurezza e asset integrity;
- Sviluppo delle professionalità e competenze;
- Riduzione degli impatti ambientali (tutela della risorsa idrica, biodiversità, oil spill) e contrasto al cambiamento climatico (riduzione GHG, efficienza energetica);
- Sviluppo locale / Local content e promozione dell'accesso all'energia;
- Innovazione tecnologica.

Integrazione del processo di materialità nei processi aziendali



80901|355

Attività di stakeholder engagement

Eni ritiene che la partecipazione e il coinvolgimento dei propri stakeholder nelle scelte di business siano elementi fondamentali per contribuire allo sviluppo dei territori in cui Eni

Stakeholder	Modalità di engagement e azioni intraprese
Persone di Eni	Workshop (ad es. progetti di "idea generation" con focus su business ed efficienza); Condivisione della strategia aziendale e dei risultati annuali attraverso il progetto HR Ambassador e il programma Cascade; Piano di comunicazione attraverso i portali myEni e myEni International; Iniziative di brand activation; e-mailing a cascata per progetti di business rilevanti; Programmi di formazione e training on the job; Iniziative di welfare aziendale; Rinnovo accordo del Comitato Aziendale Europeo; Dialogo con i rappresentanti del Comitato Aziendale Europeo (CAE) sulle politiche Eni in ambito europeo e con i rappresentanti dell'Osservatorio Europeo per la sicurezza e salute dei lavoratori.
Comunità finanziaria	Conference call sui risultati trimestrali e strategy presentation. Incontri con gli SRI sul modello Eni di gestione integrata dei rischi; Road-show dedicato alla Corporate Governance; Incontri con gli investitori istituzionali e i principali proxy advisors.
Comunità locali	Aggiornamento siti web locali dedicati (NAOC, Eni Norge, KPO, Eni in Basilicata); Forum pubblici di consultazione sulle attività in Nigeria, Kenya, Mozambico, Norvegia, Italia, Russia; Aggiornamento dei meccanismi di raccolta e gestione delle segnalazioni in 6 paesi pilota (Mozambico, Congo, Angola, Pakistan, Kazakhstan, Nigeria); Promozione di comitati multistakeholder per la progettazione, la gestione e la realizzazione dei progetti sociali (es. comitati di settore in Pakistan, comitati tecnici e di gestione del progetto Hinda in Congo, comitati locali in Ecuador e in Gabon); Stipula di MOU con le istituzioni e altri partner locali per la realizzazione di progetti sociali di lungo termine.
Governi, Parlamento nazionale e Ministeri, Istituzioni	Sopralluoghi e visite istituzionali presso i siti produttivi; Iniziative di informazione, sensibilizzazione e approfondimento tecnico; Incontri periodici con funzionari della Commissione Europea, del Parlamento e del Consiglio Europeo; Partecipazione attiva ai tavoli di lavoro nazionali e internazionali in tema di politiche energetiche e climatiche; Partecipazione al Policy Dialogue on Natural Resource Based Development organizzato da OCSE.
Sistema delle Nazioni Unite	Partecipazione alle principali occasioni di confronto tra le Nazioni Unite e le imprese (Private Sector Focal Points Meeting; Private Sector Forum, Annual Forum on Business and Human Rights); Partecipazione al UN Climate Summit e al primo Sustainable Energy for All Forum; Partecipazione al UN Sustainable Development Solutions Network e in particolare all'iniziativa "Energy for All in Sub-Saharan Africa"; Partecipazione al programma pilota del Global Compact LEAD Board Programme per la formazione del Consiglio di Amministrazione sui temi di sostenibilità; Partecipazione ai gruppi di lavoro in materia di anti-corruzione all'interno del Global Compact, a livello nazionale e internazionale; Adesione alla UN Global Compact Call to Action: Anti-Corruption and the Global Development Agenda e partecipazione al decimo anniversario del 10° principio dell'UN Global Compact sull'anti-corruzione.

8090.1 | 356

opera; tali fattori, infatti, creano reciproca fiducia tra gli attori del territorio, favoriscono la costruzione del consenso e rafforzano la reputazione di Eni come partner affidabile.

Stakeholder	Modalità di engagement e azioni intraprese
ONG nazionali e internazionali	Dialogo con le principali ONG italiane (WWF, Greenpeace, Legambiente) sui temi Oil & Gas; Dialogo con Amnesty International sulle attività in Nigeria e sulla tutela dei diritti umani delle popolazioni che vivono nei pressi dei siti estrattivi; Consultazione di ONG ai fini della valutazione preliminare degli impatti di Eni sui diritti umani in Mozambico.
Fornitori	Sviluppo delle competenze organizzative, tecniche, qualità, HSE, rispetto dei diritti umani dei fornitori; Supporto nel miglioramento a seguito di valutazioni negative emerse dagli audit; Verifica del rispetto dei diritti umani nella catena di fornitura; Invito di partecipazione al Carbon Disclosure Supply Chain per i fornitori significativi; Emissione della procedura sulla gestione del Local Content nel processo di procurement; Progetto energy efficiency: qualifiche fornitori per servizi di technical assessment presso impianti Italia/estero.
Clienti e Consumatori	Calibrazione di iniziative commerciali, pubblicitarie e di pricing; Definizione di nuovi modelli di offerta; Consolidamento del modello di relazione con le Associazioni dei Consumatori volto a rafforzare l'attenzione per il risparmio energetico e la comprensione della valenza sostenibile dei nostri prodotti e servizi (chimica verde, biocarburanti, smart mobility, prodotti e cultura per l'efficienza energetica); Pianificazione di azioni correttive per rispondere alle aspettative dei clienti e delle loro istanze più critiche rappresentate dalle Associazioni dei Consumatori; Implementazione di uno strumento dedicato, su canale telefonico, di rilevazione, censimento e avvio più rapido verso la soluzione di criticità per offerte gas e luce per favorire il graduale accesso a strumenti digitali da parte di clienti di età in fascia anziana rappresentati dalle Associazioni dei Consumatori.
Università e Centri di ricerca	Realizzazione di "laboratori virtuali" in collaborazione con università, centri di ricerca e aziende; Rinnovo di Accordi Quadro con i Politecnici di Milano e Torino, e con il Consiglio Nazionale delle Ricerche (CNR); Proseguimento della collaborazione con il Massachusetts Institute of Technology di Boston (USA); Proseguimento dell'alleanza con Stanford University sulle tecnologie core dell'Oil & Gas e del risanamento ambientale; Accordo con Earth Institute di Columbia University per rafforzare i sistemi di pianificazione, monitoraggio e valutazione degli investimenti di Eni per lo sviluppo locale.
Altre organizzazioni nel campo della Sostenibilità	Ruolo attivo all'interno dell'anti-corruption working group del B20; Partecipazione ai gruppi di lavoro del WBCSD e di IPIECA, alla "O&G constituency di EITI", al gruppo di lavoro in ambito PACI, al Pilot Program dell'IIRC, ai gruppi di lavoro della O&G Climate Initiative.



modello di business

80901/357

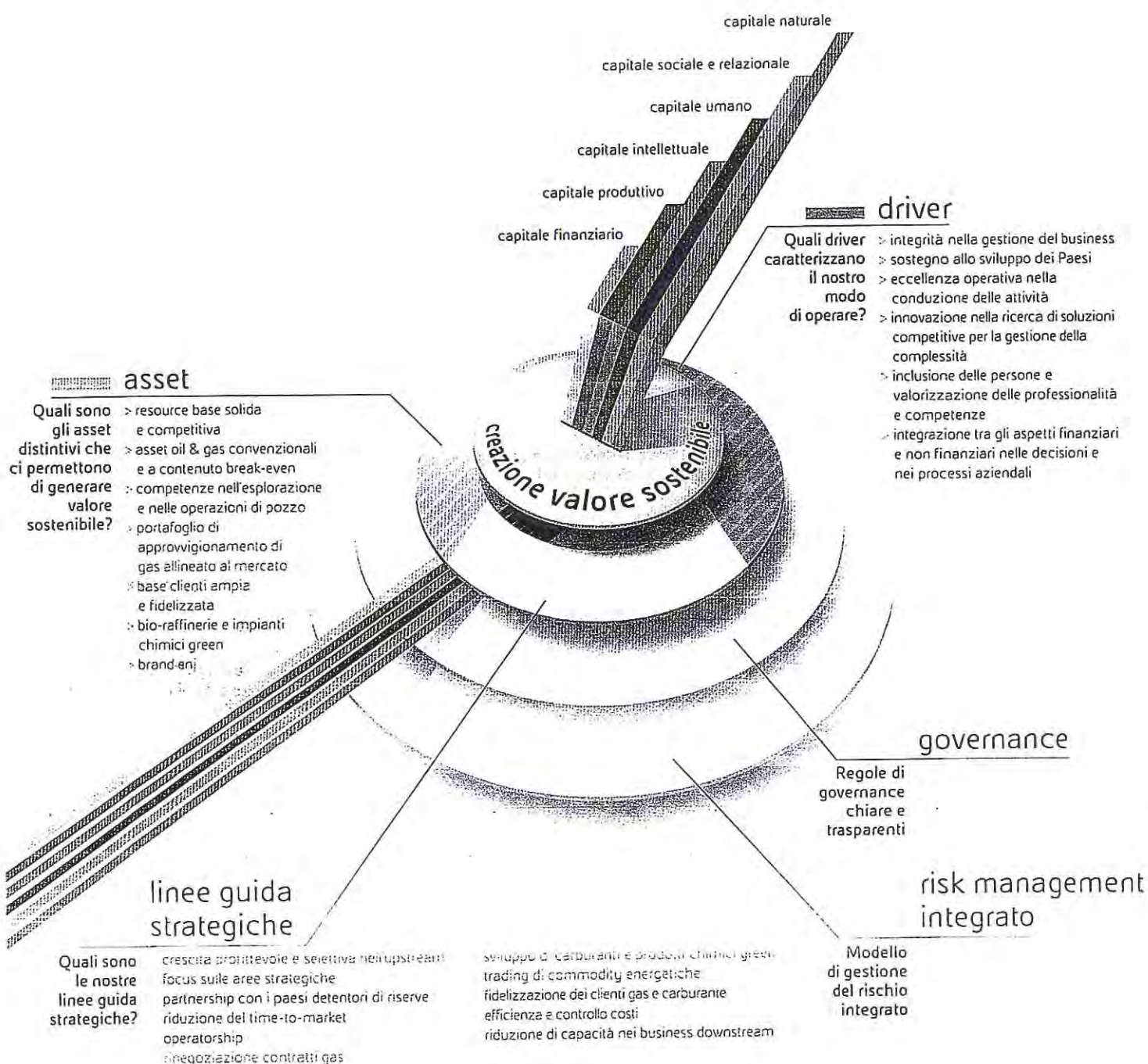
Il modello di business di Eni è volto alla creazione di valore di lungo termine per tutte le categorie di stakeholder attraverso il conseguimento degli obiettivi di redditività e di crescita, l'efficienza, l'eccellenza operativa e la prevenzione dei rischi di business, la tutela dell'ambiente e delle comunità dove operiamo, la salvaguardia della salute e sicurezza delle persone che lavorano in Eni e con Eni e il rispetto dei diritti umani, dell'etica e della trasparenza.

I capitali impiegati da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) sono stati classificati secondo i principi contenuti nel "The International IR

Framework" pubblicato dall'International Integrated Reporting Council (IIRC). I solidi risultati finanziari e di sostenibilità conseguiti nell'anno sono il frutto dell'utilizzo responsabile ed efficiente dei capitali.

Di seguito si riporta la mappatura dei capitali utilizzati da Eni e le azioni che incidono sulla loro qualità e disponibilità. Sono evidenziati i benefici per l'azienda e per gli stakeholder che derivano dal loro impiego e dalle relative connessioni.

I risultati derivanti dall'impiego dei capitali sono disponibili nel Bilancio Consolidato e nell'Appendice di rendicontazione integrata.



stock di capitale

- Struttura Finanziaria
- Riserve di liquidità

principali azioni

- Flusso di cassa della gestione
- Finanziamenti bancari
- Prestiti obbligazionari
- Mantenimento liquidità strategica
- Politiche di hedging
- Dividendi
- Monitoraggio investimento in circolante

creazione di valore per l'azienda

- Operatività del business
- Riduzione costo del capitale
- Riduzione del circolante
- Ottimizzazione leva finanziaria
- Opportunità M&A
- Protezione da volatilità mercati
- Merito creditizio

creazione di valore per l'esterno

- Rendimenti
- Apprezzamento del titolo
- Crescita socio economica dei Paesi
- Indotto locale



capitale finanziario

capitale produttivo

- Impianti onshore e offshore
- Impianti di trasporto degli idrocarburi e di stoccaggio
- Impianti di liquefazione
- Impianti di raffinazione
- Reti di distribuzione
- Impianti termoelettrici
- Impianti chimici
- Edifici e altre immobilizzazioni

- Upgrade tecnologico
- Upgrade dei processi
- Investimenti in business nuovi (bioraffinazione, Chimica Verde, car sharing)
- Investimenti di mantenimento e sviluppo
- Estensione delle certificazioni (ISO14001, ISO50001, EMAS, ecc.)

- Ritorni economici
- Ampliamento portafoglio asset
- Aumento del valor degli asset
- Riduzione rischio operativo
- Efficienza (energetica e produttiva)
- Reputazione

- Disponibilità di fonti energetiche e prodotti green
- Occupazione
- Indotto locale
- Contenimento emissioni ed uso responsabile delle risorse



capitale intellettuale

- Tecnologie applicate e brevetti
- Sistema normativo interno
- Sistema di corporate governance
- Gestione integrata del rischio
- Sistemi di gestione e di controllo
- Knowledge management
- ICT (Green data Center)

- Investimenti R&S
- Partnership con centri di eccellenza
- Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione brevetti
- Applicazione procedure e sistemi
- Audit

- Vantaggio competitivo
- Riduzione rischi
- Trasparenza
- Produttività
- Licenza di operare
- Accettabilità degli stakeholder

- Riduzione impatti ambientali e sociali
- Trasferimento delle migliori tecnologie e delle competenze nei Paesi
- Contributo alla lotta alla corruzione nei Paesi
- Prodotti green



capitale umano

- Salute e sicurezza persone
- Competenze e conoscenze
- Esperienze
- Motivazione
- Diversità (di genere, di età, geografica)
- Cultura Eni

- Gestione sicurezza sul lavoro
- Selezione, formazione e training on the job
- Promozione dei diritti umani
- Coinvolgimento dipendenti
- Knowledge management
- Welfare aziendale
- Valorizzazione della diversità
- Sviluppo del potenziale e sistema di remunerazione meritocratico

- Produttività
- Efficienza
- Competitività
- Innovazione
- Riduzione rischi
- Reputazione
- Talent attraction
- Job enhancement – sviluppo delle carriere

- Creazione e mantenimento di posti lavoro
- Qualità della vita (persone Eni e comunità locali)
- Crescita e trasferimento delle competenze



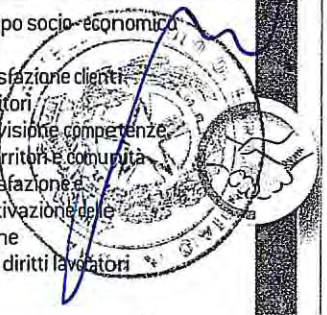
capitale sociale e relazionale

- Relazioni con gli stakeholder (istituzioni, governi, comunità, associazioni, clienti, fornitori, partner industriali, ONG, università, sindacati)
- Brand Eni

- Stakeholder engagement
- MoU con governi e autorità locali
- Progetti di sviluppo locale e di Local Content
- Partnership strategiche
- Partecipazione attiva al dibattito internazionale
- Sviluppo programmi di ricerca e di formazione
- Concertazione sindacale
- Attenzione alla qualità del servizio
- Brand management

- Operational & social licence
- Riduzione time to market
- Riduzione rischio Paese
- Quote di mercato
- Allineamento con best practice internazionali
- Reputazione
- Vantaggio competitivo
- Affidabilità dei fornitori
- Fidelizzazione clienti

- Sviluppo socio-economico locale
- Soddisfazione clienti e fornitori
- Condivisione competenze con territori e comunità
- Soddisfazione e incentivazione delle persone
- Tutela diritti lavoratori



capitale naturale

- Riserve di idrocarburi (petrolio e gas)
- Acqua
- Biodiversità ed ecosistemi
- Aria
- Suolo

- Esplorazione, produzione, trasporto, raffinazione e distribuzione idrocarburi
- Investimenti in nuovi business (bioraffinazione, Chimica Verde, car sharing)
- Investimenti in upgrade tecnologico e di processo
- Attività di bonifica

- Crescita delle riserve idrocarburi
- Riduzione costi operativi
- Riduzione rischi operativi (asset integrity)
- Reputazione
- Licenza di operare
- Accettabilità degli stakeholder

- Riduzione del Gas Flared
- Riduzione Oil spill
- Riduzione rischio blow out
- Conservazione della Biodiversità
- Prodotti green
- Contenimento prelievi idrici (reiniezione e riciclo acque)
- Efficienza Energetica



obiettivi e driver di risultato

80901/359

generazione

Obiettivi 2015-2018

Aumento e valorizzazione delle risorse esplorative
Crescita della generazione di cassa nell'Upstream

Ritorno alla profittabilità strutturale
nel settore Gas & Power

capitale finanziario	<ul style="list-style-type: none"> • Selettività degli investimenti • Riduzione costi operativi unitari • Riduzione dell'esposizione verso partner/società di Stato • Riduzione del time to market 	<ul style="list-style-type: none"> • Ristrutturazione portafoglio contratti gas • Ottimizzazione capitale circolante • Semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione costi di logistica
capitale produttivo	<ul style="list-style-type: none"> • Rinnovo del portafoglio esplorativo • HPC computing center • Strumenti proprietari per indagini sismiche • Operatorship • Ottimizzazione project execution • Asset integrity 	<ul style="list-style-type: none"> • Presidio hub continentali • Valorizzazione Asset Back Trading • Integrazione con Upstream • Ottimizzazione impianti Power
capitale intellettuale	<ul style="list-style-type: none"> • Investimenti in R&S • Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione dei brevetti • Sviluppo di tecnologie per incremento del fattore di recupero 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione integrata rischio take or pay • Sviluppo prodotti e servizi innovativi • Evoluzione dei processi e dei sistemi
capitale umano	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione sicurezza sul lavoro • Selezione, formazione e training on the job • Valorizzazione competenze interne • Promozione dei diritti umani • Knowledge management 	<ul style="list-style-type: none"> • Gestione sicurezza sul lavoro • Riorganizzazione/efficienza operativa • Valorizzazione competenze interne • Change management
capitale sociale e relazionale	<ul style="list-style-type: none"> • Sviluppo partnership con governi e autorità locali • Progetti di sviluppo locale e di Local content • Aumento dell'accesso all'energia • Rispetto dei diritti umani • Promozione della trasparenza 	<ul style="list-style-type: none"> • Gas advocacy • Relazioni con fornitori/clienti • Capacità negoziale
capitale naturale	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento riserve esplorative • Riduzione oil spills • Riduzione blowout attraverso ottimizzazione programmi pozzo • Valorizzazione del gas per zero gas flaring • Tutela biodiversità e aree sensibili 	<ul style="list-style-type: none"> • Iniziative di efficienza energetica • Promozione efficienza energetica verso i clienti

Il quadro sinottico riportato illustra le azioni intraprese su ciascun capitale e il contributo al raggiungimento degli obiettivi di business. Si è provveduto a classificare le diverse azioni sulla base dei quattro obiettivi strategici che guidano i settori di attività di Eni. Le azioni qui riportate costituiscono le modalità di

gestione delle varie forme di capitale che meglio consentono di raggiungere i successi di business, da un lato riducendo i rischi e dall'altro aumentando la redditività.

Per ulteriori dettagli sui KPI finanziari e non finanziari si veda l'Appendice di rendicontazione integrata.

di cash flow e di valore

Turnaround dei settori R&M e chimica

R&M: utile operativo e flusso di cassa da attività operativa a breakeven nel 2015

Chimica: utile operativo adjusted e flusso di cassa da attività operativa a breakeven nel 2016

Focus su maggiore efficienza

- Selettività degli investimenti
- Riduzione costi operativi

- Riconversione/razionalizzazione siti critici
- Promozione dell'efficienza energetica

- Investimenti in R&S
- Business innovation
- Ricerca applicata in business green

- Gestione sicurezza sul lavoro
- Valorizzazione competenze interne
- Processi di mobilità interna
- Sviluppo nuove professionalità

- Concertazione sindacale
- Gestione degli stakeholder locali
- Partnership strategiche

- Investimenti nella bioraffinazione e chimica verde
- Promozione dell'efficienza energetica

- Riduzione investimenti
- Riduzione costi generali e amministrativi
- Ottimizzazione capitale circolante

- Reingegnerizzazione dei processi
- Lean Organization

- Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione dei brevetti
- Continuous improvement
- Change management

- Gestione sicurezza sul lavoro
- Coinvolgimento dei dipendenti
- Valorizzazione competenze interne

- Concertazione sindacale
- Gestione degli stakeholder

- Promozione dell'efficienza energetica
- Uso efficiente delle risorse



contesto competitivo

80901/361

Il mercato e il contesto competitivo

Un mercato sfidante

In un contesto internazionale estremamente complesso e dinamico, fattori geopolitici, tecnologici e di mercato hanno interagito rapidamente, determinando la rottura dei modelli di business consolidati e facendo emergere nuovi attori e nuove aree di crescita (in particolare in Asia e negli USA e in fase iniziale nell'Africa subsahariana).

Nella seconda metà dell'anno, il mercato del petrolio, sbilanciato verso una condizione di eccesso di offerta in un contesto di domanda debole, ha assistito al crollo del prezzo del barile. Il mercato del gas, caratterizzato in Europa da una continua riduzione della domanda, ha visto crescere i volumi scambiati nel mercato spot e continue rinegoziazioni dei contratti take or pay. In questo contesto, Eni ha impostato il proprio piano d'azione che punta a massimizzare il valore del portafoglio attraverso la tempestiva realizzazione dei nuovi progetti e la monetizzazione anticipata delle scoperte. Nel mid-downstream Eni conferma le strategie mirate al rapido riequilibrio economico e finanziario attraverso il contenimento dei costi, la continua rinegoziazione dei contratti gas di lungo termine, la ristrutturazione degli impianti inefficienti e l'innovazione commerciale e di prodotto.

Contesto di oversupply e contrazione degli investimenti

L'enorme sviluppo delle risorse unconventional USA, unito al rallentamento della domanda mondiale, ha condizionato il mercato petrolifero mondiale, creando un crescente oversupply, calmierando i prezzi e modificando i flussi di greggio. In questo contesto le Major hanno aumentato la focalizzazione sul contenimento dei costi, posticipando lo sviluppo dei progetti più costosi e aumentando le dismissioni di asset.

Riacutizzarsi del rischio geopolitico e focalizzazione degli investimenti

Il riacutizzarsi del rischio geopolitico ha interessato paesi chiave per il nostro settore. L'instabilità in Nord Africa e Medio Oriente e le sanzioni internazionali che hanno investito importanti paesi petroliferi come l'Iran e la Russia hanno provocato un calo della produzione petrolifera mondiale di quasi 3 milioni b/g, interamente compensato dalla crescita statunitense.

Gli investimenti di sviluppo upstream sono focalizzati sui progetti a maggior valore e sulle nuove scoperte in West ed East Africa, nel Mare di Barents e nel Far East.

Trasformazione dei business della commercializzazione del gas e dei business mid-downstream in Europa

Il calo della domanda in Europa, la sua crescita nei paesi emergenti e l'affermazione dei prezzi spot hanno caratterizzato il mercato del gas. A questo si è accompagnata la crescita nel mix energetico delle rinnovabili, stimolata dalle politiche energetiche europee con condizioni di accesso privilegiate e forti sussidi, e l'espansione del carbone, per l'afflusso di grandi quantità a basso costo dagli Stati Uniti. Tutte queste dinamiche hanno profondamente trasformato i business mid e downstream in Europa.

Crescente consapevolezza dei rischi legati ai cambiamenti climatici

Nell'ambito di una politica dell'energia che coniughi sviluppo, protezione ambientale e sicurezza energetica, il gas naturale avrà un ruolo rilevante nel corso della transizione verso un futuro low carbon. Il gas, infatti, costituisce la fonte fossile a minore impatto ambientale, ideale per compensare gli sbalzi dell'offerta caratteristici del solare e dell'eolico.

80901/362

Le risposte e i programmi di Eni

- Generazione di cassa forte e sostenibile;
- Nuove iniziative esplorative, sviluppo di scoperte convenzionali, con costi di produzione competitivi e rapida messa in produzione;
- Riduzione investimenti;
- Applicazione della strategia di fast tracking dello sviluppo dei successi esplorativi e riduzione del time to market;
- Valorizzazione delle risorse;
- Incremento del programma di dismissioni.

- Massimizzazione della produzione;
- Nuove scoperte in bacini emergenti e consolidamento della presenza in Africa;
- Sviluppo della presenza geografica in Asia replicando il modello di successo realizzato in Africa;
- Aumento efficienza attraverso la riduzione dei costi operativi;
- Programma di riduzione dei costi, con forte focus sui costi di supporto al business.

- Focus su rinegoziazione dei contratti con i principali fornitori;
- Riduzione della capacità di raffinazione: razionalizzazioni, riconversioni, aumento della flessibilità nelle lavorazioni;
- Conversione dei business meno redditizi attraverso lo sviluppo di iniziative di green economy.

- Sviluppo di importanti soluzioni tecnologiche per operare in maniera sicura e sostenibile;
- Eccellenza operativa ed impegno per garantire la sicurezza delle operazioni;
- Gestione del business improntata ai più elevati valori e principi etici.

Risultati 2014	Obiettivi 2015-2018
Flusso di cassa netto da attività operativa	
€15,1 mld.	2015-2016 coverage investimenti del 100%
	2017-2018 +40% vs 2015-2016
Risorse scoperte	
0,9 mld boe	0,5 mld boe/anno
Investimenti totali	
€12,6 mld	€47,8 mld -17% vs piano precedente a cambi costanti
Dismissioni di asset	
€3,7 mld	€8 mld
Crescita produttiva	
+0,6% produzione di idrocarburi	+3,5% anno
OPEX per boe	
\$8,4	-7% vs piano precedente
Riduzione G&A	
€250 milioni	€2 mld cumulativa 2015 vs piano precedente
Rinegoziazione contratti gas	
70% del portafoglio al netto al mercato	100% del portafoglio al netto al mercato al 2016
Riduzione della capacità di raffinazione	
-30% vs 2012	-50% vs 2012
Green economy	
Accordo per la trasformazione di Gela e Porto Marghera	Avvio produzione green nell'area di piano
Costi di ricerca e sviluppo	
€186 milioni	€700 milioni nel quadriennio
Gas inviato a flaring nell'upstream	
-75% vs 2007	-22% vs 2014
Acqua di formazione reiniettata	
56%	70%

definire le strategie per cogliere le opportunità del mondo dell'energia

Piano Industriale

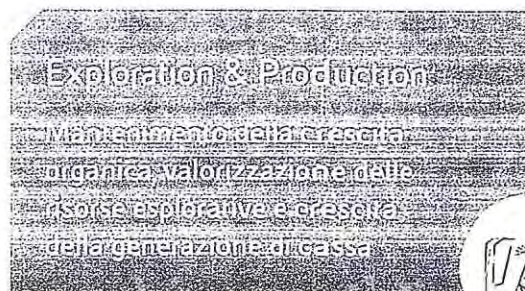
Eni ha definito per il prossimo quadriennio un action plan particolarmente rigoroso, al fine di fronteggiare/minimizzare gli impatti determinati dal crollo del prezzo del Brent, di preservare una solida struttura finanziaria anche in uno scenario di prezzi debole, in particolare nei primi anni. È confermato l'obiettivo prioritario della generazione di cassa, che sarà perseguito attraverso mirate azioni industriali nei business, investimenti selettivi e focalizzati principalmente nell'upstream, nonché un robusto piano di dismissioni. Nella definizione del piano di investimenti sono stati privilegiati progetti ad elevato valore e dai ritorni accelerati; tale ottimizzazione determinerà una spesa nel quadriennio di circa €47,8 miliardi, in riduzione di quasi il 17%, a parità di cambio, rispetto al precedente piano. Il piano di dismissioni, valutato in oltre €8 miliardi nel periodo 2015-2018, è basato sulla monetizzazione anticipata delle scoperte esplorative, sull'ottimizzazione del portafoglio upstream – con una rifocalizzazione in base a valutazioni di tipo strategico e di rischi geopolitici – sulla razionalizzazione del portafoglio midstream e downstream, nonché sulla cessione delle quote residuali in Snam e Galp. Il flusso di cassa operativo nel biennio 2015-2016 sarà in grado di finanziare integralmente gli investimenti considerando uno scenario di prezzi del petrolio Brent di 63 \$/bl in media. Nel biennio 2017-2018 il flusso di cassa operativo crescerà del 40% per l'effetto combinato delle azioni industriali di sviluppo in E&P, della ristrutturazione dei business mid-downstream e dell'atteso miglioramento dello scenario con un prezzo medio del Brent previsto a 85 \$/bl, confermando lo scenario long-term a 90 \$/bl.

In sintesi le azioni industriali programmate, capital discipline ed il piano di dismissioni si prevede consentiranno di mantenere una solida struttura finanziaria, garantendo un leverage al di sotto dello 0,3.

Politica del dividendo

Nell'ambito del processo di trasformazione del Gruppo e dati gli obiettivi di piano, la società intende proporre un dividendo 2015 di €0,8 per azione.

La politica di distribuzione sarà progressiva in relazione alla crescita dei risultati attesi.



- focalizzazione dell'esplorazione in attività near field riducendo la spesa;
- rinnovo del portafoglio esplorativo con attenzione ai temi ad alta materialità in East e West Africa, Nord Atlantico, Norvegia e Mediterraneo;
- rapida messa in produzione delle risorse scoperte, attraverso l'ottimizzazione del time to market e la focalizzazione sulla fase di "execution" dei progetti;
- monetizzazione di quote delle scoperte effettuate;
- crescita delle produzioni ad un tasso medio annuo del 3,5%, mantenendo una solida base di progetti long plateau/long term cash flow;
- l'approccio modulare (per fasi) allo sviluppo dei progetti al fine di ridurre l'esposizione finanziaria ed accelerare l'avvio delle produzioni;
- l'aumento dell'efficienza attraverso azioni diffuse di riduzione dei costi operativi perseguite anche attraverso la rinegoziazione dei contratti di fornitura.

80901/364

Raffining & Marketing

Breakeven economico
e di cassa nel 2015



- riduzione selettiva della capacità di raffinazione del 50% (base 2012) razionalizzando e riconvertendo i processi in Italia e all'estero;
- miglioramento dell'efficienza e implementazione dei progetti di energy saving;
- riorganizzazione/ottimizzazione nel business retail attraverso azioni commerciali e di efficienza.

Gas & Power

Redditività e generazione
di cassa sostenibile



completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento alle condizioni di mercato e recupero di volumi in take-or-pay;
semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione dei costi di logistica;
sviluppo e crescita nei segmenti value added.

Versalis

Breakeven economico
e di cassa nel 2016



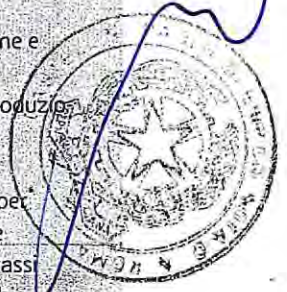
- conseguimento di una posizione di costo più adeguata ed efficiente attraverso la razionalizzazione dei siti critici e la maggiore integrazione, ottimizzazione e flessibilità delle produzioni;
- rifocalizzazione del portafoglio su produzioni a maggior valore aggiunto e nella chimica verde;
- internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati caratterizzati da più elevati tassi di crescita anche attraverso partnership industriali.

Ingegneria & Costruzioni

Recupero della performance
economiche e rafforzamento della
struttura finanziaria



- ottimizzazione del capitale circolante e degli investimenti;
- equilibrio finanziario dei progetti;
- completamento dei residui progetti a bassa marginalità;
- focalizzazione sui progetti nei quali esprimere il vantaggio competitivo;
- rafforzamento del modello EPC.



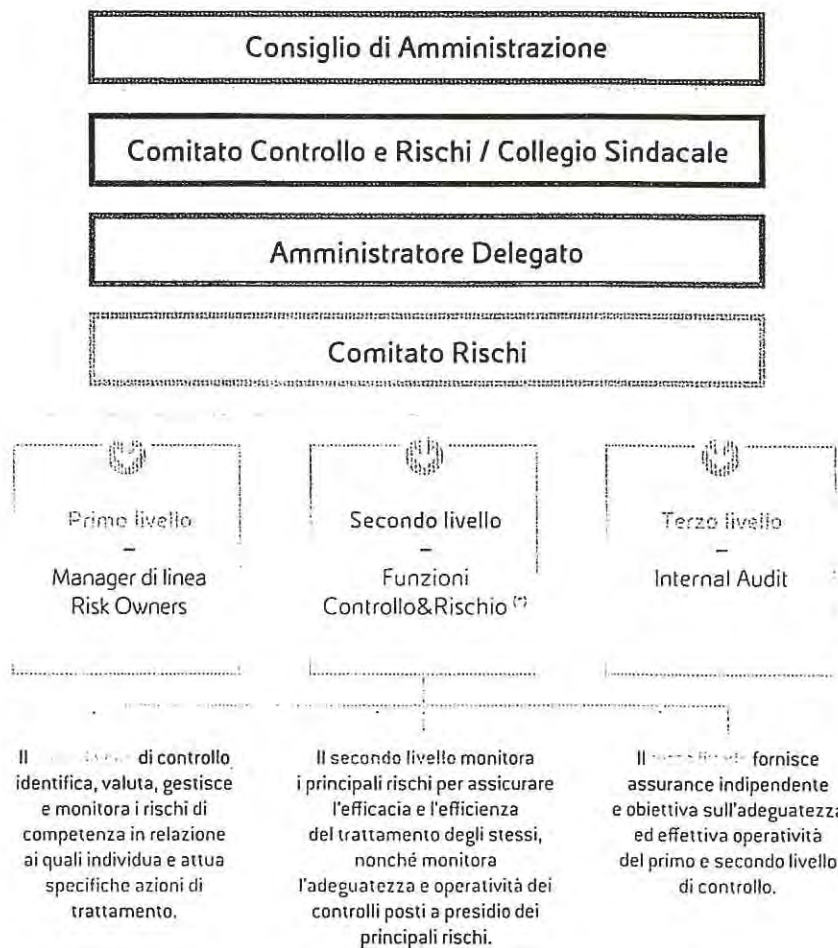
risk management

80901/365

Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) che persegue l'obiettivo di conseguire una visione organica e complessiva dei principali rischi aziendali, una maggiore coerenza delle metodologie e degli strumenti a supporto del risk management e un rafforzamento della consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

Il Modello di Risk Management Integrato

Il Modello RMI, definito e aggiornato sulla base dei principi e delle best practice internazionali, costituisce parte integrante del Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (v. pag. 31), che prevede una governance declinata su tre livelli di controllo.



[1] Eventi potenziali che possono influire sull'attività di Eni e il cui accadimento potrebbe influenzare il raggiungimento dei principali obiettivi aziendali.

[*] Include la funzione Risk Management Integrato.

80901/366

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

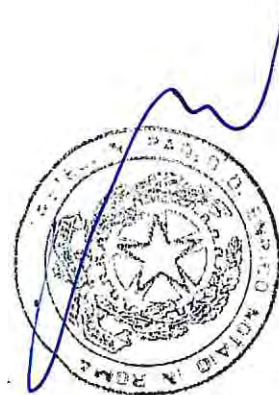
Il Modello RMI si esplicita attraverso un processo di gestione integrata del rischio continuo e dinamico, che valorizza i sistemi di gestione del rischio già esistenti a livello di Aree di Business e di processi aziendali, promuovendone l'armonizzazione con le metodologie e gli strumenti specifici del 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 2014 sono stati effettuati due cicli di assessment: nel primo semestre è stato svolto il risk assessment annuale, che ha coinvolto anche 35 società controllate, mentre nel secondo semestre è stato svolto l'Interim top risk assessment, che ha riguardato l'aggiornamento e l'approfondimento dell'identificazione, valutazione e trattamento dei top risk. Sono state inoltre individuate e condivise con il management le linee di azione strategiche e le attività di trattamento per la mitigazione/gestione dei top risk, coerentemente con le evoluzioni del contesto interno/esterno e della strategia di Eni.

È stato inoltre portato a regime il processo di monitoraggio sui top risk di Eni. Il monitoraggio di tali rischi e dei relativi piani di trattamento, attraverso opportuni indicatori (Key Risk Indicator, Key Control Indicator, Key Performance Indicator), consente di analizzare l'andamento dei rischi, lo stato di implementazione di ulteriori azioni di trattamento poste in essere dal management, di individuare eventuali aree di miglioramento nella gestione dei top risk e di identificare tempestivamente l'insorgere di nuovi rischi. Le risultanze relative al monitoraggio dei top risk sono state presentate agli organi di amministrazione e controllo a luglio e a ottobre 2014.

Nella tabella seguente sono rappresentati i top risk di Eni rispetto agli obiettivi aziendali. Si segnala inoltre che la significativa riduzione dei livelli di prezzo del greggio avvenuta negli ultimi mesi e il conseguente nuovo scenario Brent determinano impatti rilevanti sul profilo economico-finanziario del settore Oil & Gas. 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".



80901/367

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 Paese	Instabilità politica e sociale nelle aree di presenza, che può sfociare in atti violenti, sabotaggio, attentati, con interruzioni e perdite di produzione e interruzioni nelle forniture gas via pipe.	Pagg. 104-105	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 sostenibile; piani di gestione e prevenzione delle emergenze in tema security.
Redditività aziendale	Rischio Strategico	Inadeguata performance del contractor (e subcontractor), in particolare sui grandi progetti EPC, con impatti sulla redditività dei progetti.	Pagg. 105-106	Approccio fasato ai progetti, strategie contrattuali specifiche (long term commitment, criteri di incentivi/penali) gestione diretta dei lavori assegnati ai contrattisti (sottoposti a presidio continuo e a controllo attivo) e controllo diretto delle interfacce tra diversi contrattisti, supporto tecnico-specialistico e manageriale dall'HO già nelle fasi iniziali di insorgenza di problemi tecnici/contrattuali. Introduzione dell'approccio probabilistico nella definizione dei piani di progetto e implementazione di adeguati mitigation plan.
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.	Pagg. 102-104	Monitoraggio degli elementi esogeni del Paese che possono influenzare i negoziati (elezioni, crisi economiche, cambi di regime, ecc.), contatti frequenti con first party e partner, benchmarking con elementi contrattuali e negoziati raccolti da altri progetti e contesti.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Insuccesso nella rinegoziazione dei contratti gas long-term e mancato recupero costi di logistica considerato l'eccesso di offerta e la pressione sui prezzi di vendita.	Pagg. 109-111	Possibilità di attivare degli arbitrati internazionali in caso di fallimento delle attività di negoziazione; valutazione ed implementazione di iniziative volte ad ottenere l'adeguamento e l'ottimizzazione dei costi di logistica gas.
Redditività aziendale	Rischio strategico	Insuccesso nella riduzione della capacità downstream (raffinazione/petrochimica), considerato l'eccesso di offerta e la pressione competitiva da parte di prodotti più economici.	Pagg. 102-104	Adozione approccio multi-stakeholder per la riconversione dei siti critici o soluzioni industriali percorribili (green refinery, green chemicals, dismissioni, ecc.).
Redditività aziendale	Rischio finanziario	Rischio di credito commerciale e rischio di default dei paesi partner.	Pagg. 104-105	Presidi organizzativi e normativi dedicati al rischio credito, iniziative/progetti specifici per gestire le situazioni più critiche. Monitoraggio dei Paesi/partner industriali esposti al crollo del prezzo del petrolio. Clausole contrattuali nelle joint venture petrolifere a tutela del non defaulting party. Rivisitazione di tutte le fasi del processo dedicato alla gestione del credito, dalla valutazione preventiva sull'affidabilità dei clienti alla gestione dei solleciti, fino al recupero delle masse ereditate in contenzioso. Riduzione del "time to bill" e ricorso alle operazioni di factoring.

80901/368

Obiettivi aziendali	Categoria di rischio	Principali eventi di rischio	Rif. Sezione Fattori di rischio e incertezza	Azioni di trattamento
Redditività aziendale	Rischi operativi e connessi rischi HSE	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.	Pagg. 106-109	"Real time monitoring" delle fasi di perforazione dei pozzi, aumento operatorship, sviluppo tecnologico mirato e piani di gestione dell'emergenza. Sistemi di gestione della sicurezza, ottenimento di certificazioni e implementazione di un corpo procedurale in materia HSE; audit periodici degli impianti. Gestione e monitoraggio continuo delle operazioni di shipping e degli operatori terzi.
Redditività aziendale	Rischi operativi e connessi rischi HSE	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.	Pagg. 106-109	Presidio degli iter autorizzativi dei progetti di bonifica attraverso un dialogo continuo con le PA di competenza delle attività di bonifica. Monitoraggio dell'efficacia delle attività e sviluppo di tecnologie innovative di risanamento. Presenza di un Sistema Integrato di Gestione HSE, allineamento del corpo normativo aziendale alle nuove leggi in materia, formazione e audit tecnici gestiti da HSE.
Redditività aziendale	Evoluzione normativa	Rischio regolatorio del settore Oil & Gas.	Pagg. 109-111	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.
Sicurezza lavoratori e asset integrity	Rischio strategico	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.	Pagg. 106-109	Strutture e metodologie dedicate alla valutazione di rischi emergenti, partecipazione in contesti internazionali dedicati alla messa a punto di best practice per il settore Oil & Gas e adesione a iniziative in ambito internazionale (Oil & Gas Climate Initiative, Climate and Clean Air Coalition, O&G Methane Partnership, World Bank Global Gas Flaring Reduction).
Sviluppo locale e rapporti con stakeholder	Rischio strategico	Percezione negativa di alcuni stakeholder locali e internazionali sulle attività dell'industry Oil & Gas.	Pagg. 106-109	Coinvolgimento e trasparenza nei confronti degli stakeholder, sia a livello internazionale che nazionale, in merito alle attività di business e sviluppo sul territorio. Sviluppo di iniziative di sostenibilità e di un modello per la gestione degli stakeholder.
Corporate Reputation	Rischio strategico	Erosione della reputazione aziendale 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. 111	Costante attività formativa in materia di compliance/anti-corruzione, 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.



8090.1/369

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, fra il 2013 e il 2014 il Presidente del Consiglio di Amministrazione di Eni ha tenuto un ciclo di incontri con gli investitori istituzionali e i principali "proxy advisor" in Europa e negli Stati Uniti per favorire la piena comprensione del sistema di "Corporate Governance" di Eni, anche in relazione ai diversi modelli normativi di riferimento. 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 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 ad 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 italiane.

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi³, il Compensation Committee⁴, il Comitato per le nomine e, dal 9 maggio 2014, il Co-

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

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

[3] Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la previsione del Codice di Autodisciplina che ne raccomanda uno soltanto.

[4] 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.

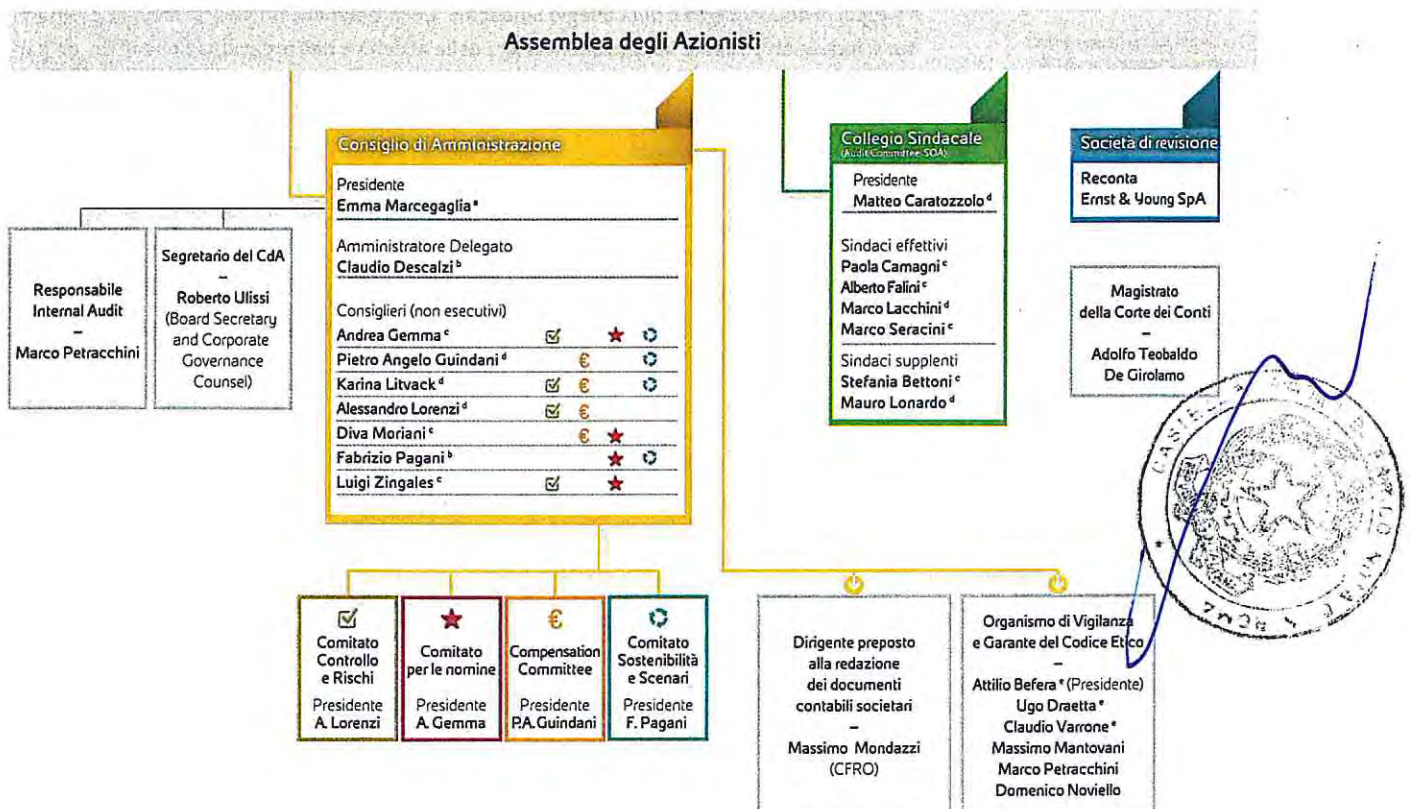
mitato Sostenibilità e Scenari, che sostituisce l'Oil-Gas Energy Committee, i quali riferiscono a ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. In particolare, con l'istituzione del Comitato Sostenibilità e Scenari il Consiglio di Amministrazione ha inteso assicurare un ulteriore presidio 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). 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.

Fino all'8 maggio 2014 sono stati componenti del (i) Consiglio di Amministrazione: Giuseppe Recchi (Presidente), Paolo Scaroni (Amministratore Delegato), Carlo Cesare Gatto, Alessandro Lorenzi, Paolo Marchioni, Roberto Petri, Alessandro Profumo, Mario Resca e Francesco Taranto; (ii) Collegio Sindacale: Ugo Marinelli (Presidente), Francesco Bilotti (subentrato, il 5 settembre 2013, a Roberto Ferranti), Paolo Fumagalli, Renato Righetti e Giorgio Silva.

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della struttura di Corporate Governance della Società riferita al 31 dicembre 2014:

80901/370



- a - Eletta dalla lista di maggioranza, non esecutiva e indipendente ai sensi di legge.
b - Componente eletto dalla lista di maggioranza.
c - Componente eletto dalla lista di maggioranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
d - Componente eletto dalla lista di minoranza e indipendente ai sensi di legge e di autodisciplina.
e - Componente esterno.

80901/371

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, sostenibilità⁵, 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 costituisce elemento essenziale il confronto con le best practice nazionali e internazionali. A seguito della Board Review il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predispone da diversi anni un programma di Induction⁶, basato sulle presentazioni delle attività e dell'organizzazione di Eni da parte dal top management; il Consiglio ha poi deciso di dedicare un approfondimento ad alcuni temi strategici relativi alla gestione dei rischi e delle crisi, considerando il contesto internazionale in cui opera la società. Il Consiglio ha deciso inoltre di partecipare alla fase pilota del "UN Global Compact LEAD Board Programme"⁷, dedicato alla formazione degli Amministratori sulle tematiche di sostenibilità, avendo contribuito attivamente allo sviluppo del programma. Con il supporto di un facilitatore internazionale esperto in materia di sostenibilità, reporting integrato e management, il Consiglio ha dedicato una prima sessione a "The materiality of Sustainability", con l'obiettivo di rafforzare la consapevolezza circa l'importanza della sostenibilità per la strategia e il business dell'impresa⁸.

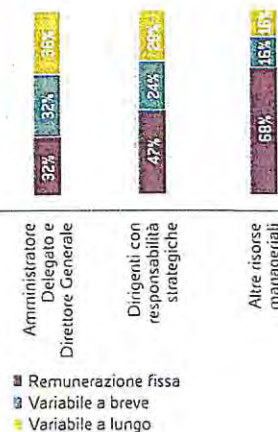
(5) In particolare, il Consiglio si è riservato la definizione delle politiche di sostenibilità, i cui risultati sono comunicati in modo integrato con quelli economico finanziari e inclusi nella Relazione Finanziaria Annuale, nonché l'esame e approvazione della rendicontazione in materia non ricompresa nel reporting integrato.

(6) In continuità con le precedenti iniziative, è proseguita nel 2014 la formazione degli organi di amministrazione delle società controllate, rivolta alle società con sede in Regno Unito, Francia e Paesi Bassi.

(7) Eni è componente del UN Global Compact Lead Group.

(8) I temi chiave della sessione formativa sono stati: What sustainability is; The business imperatives for sustainability; Strategic focus on sustainability initiatives; Sustainability in strategy and business model.

Pay-mix



La Politica sulla Remunerazione

La Politica sulla Remunerazione degli Amministratori e del top management di Eni, in linea con le raccomandazioni di autodisciplina e le best practice in materia, 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.

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, un panel di imprese comparabili con Eni per dimensione e complessità, ed è composta da un equilibrato mix di componenti fisse e di componenti variabili.

Nell'ambito della Politica di Remunerazione Eni per i ruoli esecutivi, particolare rilevanza assume la componente variabile collegata ai risultati conseguiti, attraverso sistemi di incentivazione connessi al raggiungimento di obiettivi predeterminati, misurabili e tra loro complementari, al fine di rappresentare compiutamente le priorità essenziali ai fini della per-

8090.11/372

formance complessiva 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 con 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.

Per quanto riguarda in particolare le tematiche di sostenibilità, gli obiettivi dell'Amministratore Delegato, ai fini della valutazione della performance annuale, comprendono, per il 2015, obiettivi di sostenibilità ambientale (CO₂ emissions) e sul capitale umano (indice di frequenza infortuni). Gli obiettivi dei Dirigenti con responsabilità strategiche sono assegnati in relazione al perimetro di responsabilità del ruolo ricoperto, anche in termini di salute e sicurezza, tutela ambientale, relazioni con gli stakeholder.

La Politica sulla Remunerazione è descritta nella prima sezione della Relazione sulla remunerazione disponibile sul sito internet della Società (www.eni.com) ed è sottoposta, con cadenza annuale, al voto consultivo degli azionisti in Assemblea⁹.

Il sistema di controllo interno e di gestione dei 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. 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 della Società.

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).

[9] In particolare, Eni ha confermato nel 2014 l'ottimo consenso registrato già nel 2013 sulle proprie politiche di remunerazione, avendo espresso un voto favorevole il 96,2% degli azionisti votanti, sostanzialmente in linea con i risultati registrati nel 2013.



80901/373 Exploration & Production

Utile operativo adjusted (€ milioni)

2012	18.537
2013	14.643
2014	11.551

Oil spill operativi (barili; > 1 barile)

2012	3.015
2013	1.728
2014	936

Emissioni da flaring (milioni di tonnellate di CO₂eq)

2012	9,46
2013	8,48
2014	5,64

Produzione di idrocarburi (migliaia di boe/giorno)

2012	1.701
2013	1.619
2014	1.598

Indice di frequenza infortuni (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

2012	0,34
2013	0,23
2014	0,23

Riserve certe di idrocarburi (milioni di boe)

2012	7.166
2013	6.535
2014	6.602

900 milioni di boe
di risorse scoperte nell'anno

100.000 kmq
di acreage esplorativo acquisito

112%
tasso di rimpiazzo
all sources delle riserve

€10,5 miliardi
di investimenti per
l'esplorazione e lo sviluppo
di riserve

56%
livello record di acqua
di produzione re-iniettata

+0,6% produzione
nell'anno escludendo
gli asset in Siberia

Performance dell'anno

- Nel 2014 l'indice di frequenza infortuni della forza lavoro si mantiene sui valori positivi del 2013.
- Le emissioni di gas serra risultano in riduzione dell'11,3% rispetto all'esercizio di confronto (-33,5% le emissioni da flaring), a seguito, in particolare, del completamento del progetto di flaring down del giacimento M'Boundi in Congo e dell'entrata a regime di importanti progetti in Nigeria.
- In riduzione i volumi sversati per oil spill operativi (-46% rispetto al 2013) e zero blow-out per l'undicesimo anno consecutivo.
- Prosegue il trend di miglioramento nell'acqua re-iniettata, con il conseguimento del livello record pari al 56%, anche grazie al completamento di importanti progetti, in particolare in Nigeria, Egitto, Indonesia e Turkmenistan.
- Nel 2014 il settore E&P registra una riduzione di €1.527 milioni di utile netto adjusted pari al 25,7% rispetto al 2013, determinata dalla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-8,9% in media) che segue l'andamento del marker Brent e la debolezza del mercato del gas soprattutto in Europa.
- La produzione di idrocarburi del 2014 è stata di 1.598 mila boe/giorno in aumento dello 0,6%, escludendo l'effetto del disinvestimento degli asset in Siberia.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2014 ammontano a 6,6 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 101 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo delle riserve certe è stato del 112%. La vita utile residua delle riserve è di 11,3 anni (11,1 anni nel 2013).

Esplorazione

L'esplorazione ha continuato il track record di successi con circa 900 milioni di boe di risorse scoperte nell'anno al costo unitario competitivo di \$2,1 per barile. I principali ritrovamenti sono stati fatti near-field:

- Ochigufu 1 NFW nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) situato nelle acque profonde angolane. La scoperta, stimata in circa 300 milioni di barili di olio in posto, incrementa le risorse producibili attraverso il progetto West Hub, avviato a fine 2014.

80901/374

- Minsala Marine 1 NFW nelle acque convenzionali del Congo nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore), terza scoperta nell'arco di meno di due anni, incrementa di 1 miliardo di barili le risorse dell'area presentando caratteristiche analoghe alle precedenti Litchendjili e Nené, quest'ultimo avviato in early production in tempi record.
- Oglan-2 nel Blocco 10 (Eni 100%, operatore) in Ecuador presenta un potenziale stimato pari a circa 300 milioni di barili. Lo sviluppo commerciale della scoperta, situata a pochi chilometri dal centro di trattamento del giacimento operato di Villano, sarà avviato in tempi brevi.
- Merakes 1 NFW a gas nel blocco offshore East Seppingan (Eni 85%, operatore) in Indonesia, in prossimità del campo in sviluppo di Jangkrik (Eni 55%, operatore). La scoperta, stimata in 56 miliardi di metri cubi di gas, potrà fornire volumi all'impianto GNL di Bontang.
- Nelle acque convenzionali del Gabon, Nyonie Deep 1 nel Blocco D4 (Eni 100%, operatore) ha individuato un potenziale in posto stimato in circa 500 milioni di boe di gas e condensati.
- Le risorse stimate nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) in Mozambico raggiungono i circa 2.500 miliardi di metri cubi grazie al successo dei pozzi di delineazione di Agulha 2 e Coral 4 DIR, che hanno confermato l'estensione degli omonimi giacimenti.
- Il portafoglio esplorativo è stato rafforzato attraverso l'acquisizione di 100.000 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in aree a elevato potenziale quali Myanmar, Portogallo, Sud Africa e Vietnam, e in Paesi di consolidata presenza quali Algeria, Cina, Egitto, Norvegia, Regno Unito e Stati Uniti.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.398 milioni e hanno riguardato il completamento di 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 31,3% (38,0% in quota Eni). A fine esercizio risultano 101 pozzi in progress (42,2 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Avviata la produzione del progetto West Hub Development nelle acque profonde del Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), primo progetto in produzione operato da Eni in Angola, con un livello iniziale di 45 mila barili/giorno. Lo sviluppo del progetto è avvenuto in soli 44 mesi a partire dalla dichiarazione di scoperta commerciale e rappresenta un risultato al top dell'industria per gli sviluppi in acque profonde. Il ramp-up produttivo sarà completato nel corso dei prossimi mesi raggiungendo fino a 100 mila barili/giorno.
- Conseguito lo start-up della recente scoperta di Nené nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo, a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7,5 mila boe/giorno facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Nené avverrà in più fasi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno.
- È stata ottenuta la decisione finale d'investimento per il progetto integrato a olio e gas Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore) in Ghana, che produrrà olio dal 2017 e gas dal 2018. A regime la produzione sarà pari a 80 mila boe/giorno.
- Sono proseguiti importanti progetti di valorizzazione del territorio e a sostegno delle comunità locali, nell'ambito dei servizi scolastici, del miglioramento delle condizioni igienico-sanitarie, dell'accesso all'acqua potabile, delle iniziative di sostegno allo sviluppo socio-economico, in particolare in Congo, Ecuador, Indonesia, Iraq, Italia, Kazakhstan, Mozambico, Nigeria e Norvegia. Inoltre sono state realizzate infrastrutture scolastiche e programmi di accesso all'acqua potabile in Pakistan, programmi di sviluppo occupazionale e dei business locali, in particolare in Tunisia e Australia, nonché a tutela del patrimonio culturale e ambientale.
- La Petroleum Technology Association of Nigeria ha riconosciuto due società Eni come migliori organizzazioni del settore Oil & Gas nel promuovere lo sviluppo locale (Local Content Operator) nel Paese. Il riconoscimento sottolinea l'impegno Eni nella realizzazione di iniziative efficaci per sviluppare e sostenere le attività economiche locali, anche nel raggiungimento degli standard qualitativi specifici del settore.
- In linea con i UN Guiding Principles on Business and Human Rights è stata realizzata per il Mozambico, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, una valutazione dei possibili impatti nell'ambito dei diritti umani dei progetti di valorizzazione gas in programma nel Paese.
- Sono stati investiti €9.021 milioni nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi (+5,1% rispetto al 2013), in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Italia, Nigeria, Egitto, Indonesia e Kazakhstan.
- Nel 2014 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €83 milioni (€87 milioni nel 2013).



80901.375

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 ri-focalizzazione in attività near field e incrementali in aree legacy e in prossimità di campi già in sviluppo con una previsione di nuove scoperte per 2 miliardi di boe al costo competitivo di \$2,6 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 del 3,5%, grazie all'avvio di progetti caratterizzati da un breakeven medio di \$45 al barile che, insieme alla crescita di quelli avviati nel 2014, produrranno oltre 650 mila boe/giorno nel 2018 e genereranno un flusso di cassa operativo addizionale cumulato di €19 miliardi nel periodo 2015-2018. I principali avvii sono il giacimento Goliat (Eni operatore con il 65%) nel mare di Barents in Norvegia, lo sviluppo a olio e gas della licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, il progetto Jangkrik (Eni operatore con il 55%) in Indonesia e il restart di Kashagan (Eni 16,81%) entro la fine del 2016; (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; e (iv) 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 2015-18 si prevede una riduzione di circa il 13% rispetto al piano precedente a parità di cambio per effetto della flessione della spesa esplorativa, 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 7% 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 (84% delle produzioni derivanti dagli start-up); e (iv) il rischio tecnico connesso alle attività di drilling "critiche" relative alla perforazione di pozzi deepwater e high pressure/high temperature (24% del totale pozzi nel 2015). La percentuale di attività critiche operate è prevista in aumento garantendo un maggiore controllo diretto e il rispetto degli elevati standard Eni.

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 i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di cia-

scuno 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 e buy-back.

80901/376

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 Headquarter 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 il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 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 indipendenti² tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione 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 e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

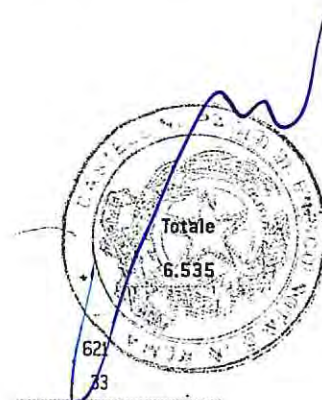
Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2014 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton³ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2014 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2014⁴. Nel triennio 2012-2014 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2014 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Junin 5 (Venezuela).

Evoluzione

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

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2013	5.708	827	6.535
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)	610	11	621
Effetto prezzo	33		33
Promozioni nette	643	11	654
Cessioni	(8)		(8)
Acquisizioni	4		4
Produzione	(575)	(8)	(583)
Riserve certe al 31 dicembre 2014	5.772	830	6.602
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)		112



(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.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2014.

(4) Includere le riserve delle società in joint venture e collegate.

80901/377

Nel 2014 le promozioni nette a riserve certe di 654 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+524 milioni di boe) in particolare in Libia, Italia, Kazakhstan e Congo a seguito di revisioni contrattuali, della continua attività di sviluppo e delle performance di giacimento; (ii) nuove scoperte, estensioni (+124 milioni di boe), in particolare in Ghana, Indonesia, Stati Uniti e Congo a seguito del sanzionamento di nuovi progetti e dell'estensione delle aree certe; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+6 milioni di boe) in particolare in Algeria e Kazakhstan.

Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo organico⁵ del 112%.

Le promozioni beneficiano di un marginale effetto prezzo positivo di 33 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent di riferimento da 108 \$/barile nel 2013 a 101 \$/barile del 2014.

Le cessioni hanno riguardato principalmente le dismissioni relative ad alcuni asset in Nigeria (-7 milioni di boe) e nel Regno Unito (-1 milioni di boe). Le acquisizioni si riferiscono all'aumento di quota in asset nel Regno Unito (+4 milioni di boe).

Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 112%. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,3 anni (11,1 anni nel 2013).

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2014 ammontano a 3.169 milioni di boe, di cui 1.333 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 285 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Venezuela. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 1.230 milioni di barili di liquidi e 183 miliardi di metri cubi di gas naturale. Nel 2014 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 61 milioni di boe a seguito essenzialmente di: (i) nuove scoperte ed estensioni (+109 milioni di boe) in particolare in Ghana e Indonesia a seguito del sanzionamento di nuovi progetti e all'estensione delle aree certe; (ii) revisioni di precedenti stime (+173 milioni di boe) in particolare in Libia, Nigeria, Angola, Italia e Norvegia a seguito di revisioni contrattuali, delle attività di sviluppo e delle performance di giacimento; (iii) cessioni (-4 milioni di boe) in Nigeria; e (iv) la conversione a riserve certe sviluppate (-217 milioni di boe).

Durante il 2014, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 217 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo e degli start-up della produzione.

I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Hadrian South e Nikaitchuq (Stati Uniti), A-LNG e Sangos (Angola), Karachaganak (Kazakhstan).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €2,3 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 1 miliardo 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 perforazione 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 (0,4 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) Goliat in Norvegia e altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni 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 331 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Libia, Nigeria e Norvegia.

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 il 77% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna a 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 rischiosità e incertezza in relazione a 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.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

80901 | 378

	2012			2013			2014		
	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	227	46.201	524	220	43.329	499	243	40.484	503
<i>Sviluppate</i>	165	37.512	406	177	35.835	408	184	33.754	401
<i>Non sviluppate</i>	62	8.689	118	43	7.494	91	59	6.730	102
Resto d'Europa	351	37.317	591	330	35.341	557	331	33.196	544
<i>Sviluppate</i>	180	26.184	349	179	25.587	343	174	25.125	335
<i>Non sviluppate</i>	171	11.133	242	151	9.754	214	157	8.071	209
Africa Settentrionale	904	157.418	1.915	830	148.162	1.783	776	149.869	1.740
<i>Sviluppate</i>	584	77.013	1.080	561	68.864	1.003	521	59.755	904
<i>Non sviluppate</i>	320	80.405	835	269	79.298	780	255	90.114	836
Africa Sub-Sahariana	672	58.341	1.048	723	67.202	1.155	739	77.651	1.239
<i>Sviluppate</i>	456	40.477	716	465	36.666	701	470	35.980	702
<i>Non sviluppate</i>	216	17.864	332	258	30.536	454	269	41.671	537
Kazakhstan	670	57.701	1.041	679	55.402	1.035	697	58.013	1.069
<i>Sviluppate</i>	203	39.686	458	295	42.144	566	306	43.966	589
<i>Non sviluppate</i>	467	18.015	583	384	13.258	469	391	14.047	480
Resto dell'Asia	82	15.925	184	128	21.089	263	131	23.978	285
<i>Sviluppate</i>	41	10.538	108	38	8.101	90	64	7.393	112
<i>Non sviluppate</i>	41	5.387	76	90	12.988	173	67	16.585	173
America	154	12.709	236	147	14.397	240	147	13.246	232
<i>Sviluppate</i>	109	9.453	170	96	8.769	153	116	11.141	188
<i>Non sviluppate</i>	45	3.256	66	51	5.628	87	31	2.105	44
Australia e Oceania	24	16.197	128	22	24.001	176	13	22.821	160
<i>Sviluppate</i>	24	13.003	107	20	15.894	123	12	19.102	135
<i>Non sviluppate</i>		3.194	21	2	8.107	53	1	3.719	25
Totale società consolidate	3.084	401.809	5.667	3.079	408.923	5.708	3.077	419.258	5.772
<i>Sviluppate</i>	1.762	253.866	3.394	1.831	241.860	3.387	1.847	236.216	3.366
<i>Non sviluppate</i>	1.322	147.943	2.273	1.248	167.063	2.321	1.230	183.042	2.406
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa		2							
<i>Sviluppate</i>		2							
<i>Non sviluppate</i>									
Africa Settentrionale	17	460	20	16	421	19	14	419	16
<i>Sviluppate</i>	17	460	20	16	418	19	13	415	15
<i>Non sviluppate</i>					3		1		
Africa Sub-Sahariana	16	10.007	81	15	9.350	75	17	9.957	81
<i>Sviluppate</i>							7	2.540	23
<i>Non sviluppate</i>	16	10.007	81	15	9.350	75	10	7.417	58
Resto dell'Asia	114	86.183	668	1	803	7	1	510	5
<i>Sviluppate</i>	8	11.388	82		382	3		273	3
<i>Non sviluppate</i>	106	74.795	586	1	421	4	1	237	2
America	119	95.006	730	116	94.955	726	117	94.843	728
<i>Sviluppate</i>	19	164	20	19	151	18	26	145	26
<i>Non sviluppate</i>	100	94.842	710	97	94.804	708	91	94.798	702
Totale società in joint venture e collegate	266	191.658	1.499	148	105.529	827	149	105.829	830
<i>Sviluppate</i>	44	12.014	122	35	951	40	46	3.373	67
<i>Non sviluppate</i>	222	179.644	1.377	113	104.578	787	103	102.456	763
Totale riserve certe	3.350	593.467	7.166	3.227	514.452	6.535	3.226	525.087	6.602
<i>Sviluppate</i>	1.806	265.880	3.516	1.866	242.811	3.427	1.893	239.589	3.433
<i>Non sviluppate</i>	1.544	327.587	3.650	1.361	271.641	3.108	1.333	285.498	3.169

809011/379

Produzione

Nel 2014 la produzione di idrocarburi è stata di 1,598 milioni di boe /giorno in aumento dello 0,6%, escludendo il disinvestimento degli asset in Siberia. I principali incrementi sono stati registrati in Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola, che hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature. Gli avvii dell'anno e il ramp-up dei giacimenti hanno contribuito con 126 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata dell'89% (invariata rispetto al 2013).

La produzione di petrolio (828 mila barili/giorno) è sostanzialmente in linea rispetto al 2013 (-0,6%), con incrementi registrati essenzialmente in: (i) Regno Unito, a seguito del ramp-up di Jasmine (Eni 33%); (ii) Algeria, per il ramp-up del progetto El Merk (Eni 12,25%); (iii) Stati Uniti, per i ramp-up determinati dalle attività di sviluppo e ottimizzazione dei progetti operati di Nikaitchuq (Eni 100%), Pegasus (Eni 58%) e Appaloosa (Eni 100%); e (iv) Angola, con l'avvio del progetto West Hub (Eni 35%, operatore).

La produzione di gas naturale (120 milioni di metri cubi/giorno) è in lieve aumento rispetto al 2013, escludendo il disinvestimento degli asset in Siberia (+1,7%). Gli start-up/ramp-up del periodo hanno compensato i declini delle produzioni mature.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 549,5 milioni di boe. La differenza di 33,6 milioni di boe rispetto alla produzione di 583,1 milioni di boe è dovuta principalmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (29,4 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (299,8 milioni di barili) è stata destinata per circa il 62% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 23% destinata alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (38,8 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 27% al settore Gas & Power.

Nel 2014 i volumi sversati a seguito di oil spill operativi registrano un calo del 46%, mentre sono in aumento quelli da atti di sabotaggio (+20,3%). 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 ad avviare tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni. In particolare, nel corso dell'anno è stato testato con successo il prototipo della tecnologia proprietaria e-cube™ (Containment of Underwater Blow Out Events) per il contenimento dei blow-out sottomarini. L'applicazione ha confermato la sua capacità di raccogliere e convogliare in superficie i fluidi in uscita dal pozzo.

Produzione annuale di idrocarburi^(a)

	2012			2013			2014		
	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	23	7,2	69	26	6,5	68	27	6,0	65
Resto d'Europa	35	4,8	65	28	4,4	57	34	5,5	69
Africa Settentrionale	98	17,9	213	91	17,3	201	91	17,7	206
Africa Sub-Sahariana	90	5,6	125	88	5,0	120	84	5,3	118
Kazakhstan	22	2,3	37	22	2,2	36	19	2,1	32
Resto dell'Asia	15	4,0	41	16	3,7	40	13	3,3	34
America	26	2,9	46	22	2,5	38	27	2,3	41
Australia e Oceania	7	1,0	14	4	1,1	11	2	1,1	10
	316	45,7	610	297	42,7	571	297	43,3	575
Società in joint venture e collegate									
Africa Settentrionale	1	0,1	2	1	0,1	2	1	0,1	1
Africa Sub-Sahariana	1		1		0,1	1		0,1	1
Resto dell'Asia	1	0,8	6	2	1,7	13		0,2	2
America	4		4	4		4	4		4
	7	0,9	13	7	1,9	20	5	0,4	8
Totale	323	46,6	623	304	44,6	591	302	43,7	583

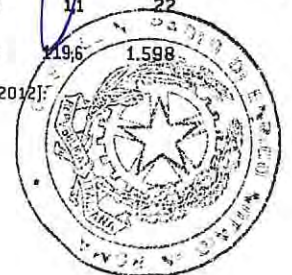
(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (29,4, 30 e 25,5 milioni di boe, rispettivamente nel 2014, 2013 e 2012).

80901/380

Produzione giornaliera di idrocarburi^(a)

Società consolidate	2012			2013			2014		
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Italia	63	19,7	189	71	17,9	186	73	16,5	179
Resto d'Europa	95	13,0	178	77	12,2	155	93	15,2	190
Croazia		0,7	5		1,2	8		1,1	7
Norvegia	74	8,2	126	60	7,1	106	62	7,8	112
Regno Unito	21	4,1	47	17	3,9	41	31	6,3	71
Africa Settentrionale	267	48,8	581	248	47,2	551	248	48,7	562
Algeria	71	1,1	78	73	2,3	88	83	4,0	109
Egitto	88	22,8	235	93	20,8	227	88	18,4	206
Libia	101	24,4	258	76	23,7	228	73	25,8	239
Tunisia	7	0,5	10	6	0,4	8	4	0,5	8
Africa Sub-Sahariana	245	15,1	343	242	13,6	329	231	14,4	323
Angola	78	1,0	85	79	0,9	84	75	1,1	82
Congo	82	3,4	104	90	4,6	120	80	4,1	106
Nigeria	85	10,7	154	73	8,1	125	76	9,2	135
Kazakhstan	61	6,3	102	61	6,0	100	52	5,7	88
Resto dell'Asia	41	11,1	112	43	10,0	108	36	8,7	93
Cina	8	0,1	9	7	0,1	8	4		4
India		0,3	2		0,2	1		0,1	1
Indonesia	1	1,7	12	1	1,5	11	1	1,4	11
Iran	3		3	4		4	1		1
Iraq	18		18	22		22	21		21
Pakistan	1	8,8	57		8,0	52		7,0	45
Turkmenistan	10	0,2	11	9	0,2	10	9	0,2	10
America	72	8,1	124	61	7,0	106	74	6,2	115
Ecuador	25		25	13		13	12		12
Stati Uniti	47	6,4	88	48	5,3	82	62	4,5	92
Trinidad e Tobago		1,7	11		1,7	11		1,7	11
Australia e Oceania	18	2,9	37	10	3,1	30	6	3,1	26
Australia	18	2,9	37	10	3,1	30	6	3,1	26
	862	125,0	1.666	813	117,0	1.565	813	118,5	1.576
Società in joint venture e collegate									
Angola	2	0,1	2		0,4	3		0,3	2
Brasile	2		2						
Indonesia	1	0,7	6	1	0,7	5	1	0,7	5
Russia	2	1,5	11	5	4,0	31			
Tunisia	4	0,2	5	4	0,2	5	4	0,1	5
Venezuela	9		9	10		10	10		10
	20	2,5	35	20	5,3	54	15	11	22
Totale	882	127,5	1.701	833	122,3	1.619	828	119,6	1.598

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (12,5, 12,8 e 10,9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2014, 2013 e 2012).



80901/381

Pozzi produttivi

Nel 2014 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.777 (3.518,1 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.087 (2.272,4 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.690 (1.245,7 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)	2014			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	241,0	195,1	615,0	532,4
Resto d'Europa	354,0	60,6	188,0	102,9
Africa Settentrionale	1.710,0	907,0	210,0	89,0
Africa Sub-Sahariana	2.950,0	589,8	341,0	25,7
Kazakhstan	149,0	41,1		
Resto dell'Asia	475,0	363,0	956,0	364,9
America	201,0	112,0	366,0	127,5
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	6.087,0	2.272,4	2.690,0	1.245,7

(a) Include 2.234 (799,1 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 2014 sono stati ultimati 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni), a fronte dei 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni) del 2013 e dei 60 (34,1 in quota Eni) del 2012.

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 31,3% (38,0% in quota Eni), a fronte del 36,9% (38,5% in quota Eni) del 2013 e del 40% (40,8% in quota Eni) del 2012.

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2012		2013		2014		2014	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	1,0					0,6	4,0	2,8
Resto d'Europa	1,0	1,0		3,4		4,3	12,0	3,3
Africa Settentrionale	6,3	11,3	4,9	5,4	3,5	4,3	13,0	10,3
Africa Sub-sahariana	4,5	5,1	3,2	6,6	7,3	7,3	49,0	16,9
Kazakhstan		0,8		0,4			6,0	1,1
Resto dell'Asia	0,5	0,6	4,3	2,7	1,3	4,3	12,0	5,0
America		0,1	0,2	1,2	2,0	1,4	4,0	2,5
Australia e Oceania		0,4		0,5		0,9	1,0	0,3
	13,3	19,3	12,6	20,2	14,1	23,1	101,0	42,2

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

80901/382

Sviluppo

Nel 2014 sono stati ultimati 440 nuovi pozzi di sviluppo (191 in quota Eni) a fronte dei 463 (187,2 in quota Eni) del 2013 e dei 351 (163,6 in quota Eni) del 2012.

È attualmente in corso la perforazione di 142 pozzi di sviluppo (46,5 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities – oil&gas (Topic 932).

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2012		2013		2014		2014	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia	18,0	1,0	7,4	1,0	12,5		5,0	4,6
Resto d'Europa	2,9	0,6	6,3		9,8	1,0	36,0	7,9
Africa Settentrionale	46,0	1,6	61,6	3,3	54,5	1,0	15,0	7,4
Africa Sub-Sahariana	27,4	0,3	26,3	1,2	31,6		23,0	7,5
Kazakhstan	1,4		0,3		1,5		22,0	3,9
Resto dell'Asia	41,2	0,1	61,7	4,3	54,2	1,6	19,0	8,2
America	23,1		13,8		22,1	0,7	20,0	6,5
Australia e Oceania					0,1	0,4	2,0	0,5
	160,0	3,6	177,4	9,8	186,3	4,7	142,0	46,5

[a] Numero di pozzi in quota Eni.

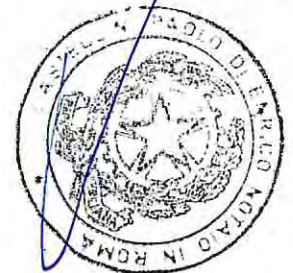
[b] Un pozzo sterile è un pozzo esplorativo o di sviluppo dal quale non è possibile produrre una quantità sufficiente di petrolio o gas naturale tale da giustificarne il completamento.

Superfici

Nel 2014 Eni ha condotto operazioni in 40 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2014 il portafoglio minerario di Eni consiste in 938 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 334.739 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.771 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 293.968 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2014 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Sudafrica, Indonesia, Vietnam, Myanmar, Portogallo, Cina, Egitto, Groenlandia, Australia e Kenia, per una

superficie di circa 76.000 chilometri quadrati; (ii) dall'incremento della quota di partecipazione in Indonesia e Irlanda per circa 2.100 chilometri quadrati; (iii) dal rilascio di licenze principalmente in Togo, Pakistan, Australia, Polonia, Repubblica Democratica del Congo per circa 12.000 chilometri quadrati; (iv) dalla riduzione di superficie netta sia per rilascio parziale, sia per riduzione della quota di partecipazione principalmente in Indonesia, Norvegia, Congo e Angola per circa 6.000 chilometri quadrati. Sono inoltre state assegnate 3 autorizzazioni di prospezione in Algeria per una superficie di circa 23.000 chilometri quadrati in quota Eni.



809011(383)

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2013			31 dicembre 2014				
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^(a) / sviluppata ^(b)	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^(a) / sviluppata ^(b)	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	37.938	265	15.883	53.444	69.327	10.948	33.894	44.842
Italia	17.282	151	10.712	10.751	21.463	8.989	8.308	17.297
Resto d'Europa	20.656	114	5.171	42.693	47.864	1.959	25.586	27.545
Cipro	10.018	3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Groenlandia	920	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Norvegia	3.779	56	2.255	9.149	11.404	345	3.327	3.672
Polonia	969							
Portogallo		3		9.099	9.099		6.370	6.370
Regno Unito	638	35	941	343	1.284	627	117	744
Altri Paesi	3.345	13		6.689	6.689		3.845	3.845
AFRICA	137.096	282	66.114	263.572	329.686	20.032	139.309	159.341
Africa Settentrionale	20.412	117	32.559	15.675	48.234	14.144	7.549	21.693
Algeria	1.179	42	3.222	187	3.409	1.148	31	1.179
Egitto	3.665	54	4.926	6.800	11.726	1.772	3.174	4.946
Libia	13.294	10	17.947	8.688	26.635	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	116.684	165	33.555	247.897	281.452	5.888	131.760	137.648
Angola	4.443	72	6.555	14.605	21.160	813	3.514	4.327
Congo	3.125	28	1.714	2.649	4.363	921	1.962	2.883
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.664	3		4.676	4.676		1.664	1.664
Kenia	38.930	7		61.363	61.363		40.426	40.426
Liberia	1.841	3		7.365	7.365		1.841	1.841
Mozambico	5.103	1		10.207	10.207		5.103	5.103
Nigeria	7.646	40	25.286	10.837	36.123	4.154	3.484	7.638
Repubblica Democratica del Congo	263							
Sud Africa		1		82.117	82.117		32.847	32.847
Togo	6.192							
Altri Paesi	39.862	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	79.314	71	17.556	199.150	216.706	5.809	103.428	109.237
Kazakhstan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869
Resto dell'Asia	78.445	65	15.165	196.608	211.773	5.367	103.001	108.368
Cina	5.149	8	77	7.056	7.133	19	7.056	7.075
India	6.167	11	206	16.546	16.752	109	6.058	6.167
Indonesia	19.209	14	3.218	31.608	34.826	1.217	25.031	26.248
Iran	820							
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Myanmar		2		7.850	7.850		7.065	7.065
Pakistan	10.335	17	10.390	15.249	25.639	3.396	6.071	9.467
Russia	20.862	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	200	1	200		200	180		180
Vietnam	10.783	6		39.569	39.569		26.384	26.384
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	8.286	306	5.064	11.746	16.810	3.273	4.670	7.943
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	3.843	290	1.895	4.197	6.092	954	2.546	3.500
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	802	2.002	2.804	268	798	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	13.622	14	1.140	21.679	22.819	709	12.667	13.376
Australia	13.622	14	1.140	21.679	22.819	709	12.667	13.376
Totale	276.256	938	105.757	549.591	655.348	40.771	293.968	334.739

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

80901/384

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento; (ii) continua e viene ulteriormente migliorato il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri, Eni persegue le migliori pratiche di tutela dell'ambiente naturale; e (iii) azioni a supporto dello sviluppo culturale, sociale e turistico nonché interventi a sostegno delle attività agricole e agroalimentari.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il completamento dei programmi di sviluppo e la messa in produzione dei giacimenti Fauzia ed Elettra nell'offshore Adriatico e la prosecuzione delle attività di manutenzione e miglioramento impiantistico sulle infrastrutture energetiche italiane.

Proseguono le iniziative in collaborazione con il Comune di Ravenna per la valorizzazione del territorio dal punto di vista naturalistico, della promozione del turismo e socio-culturale.

Nel novembre 2014, Eni ha siglato un protocollo d'intesa con Ministero dello Sviluppo Economico, le istituzioni regionali e locali, le organizzazioni sindacali e Confindustria, per promuovere e favorire la realizzazione di iniziative industriali Oil & Gas diversificate e integrate con interventi per lo sviluppo socio-economico del territorio, volti nel complesso a garantire un futuro economicamente sostenibile alla regione.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella PL 532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Drivis, con volumi in posto stimati tra 125 e 140 milioni di barili. La scoperta si aggiunge alle recenti a olio e gas di Skrugard, Havis e Skavl, che saranno sviluppate attraverso l'hub integrato di Johan Castberg. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in oltre 600 milioni di barili al 100%.

Nel gennaio 2015, Eni si è aggiudicata due licenze esplorative: (i) l'operatorship della PL 806 con una quota del 40% nel Mare di Barents; e (ii) la PL 044C con una quota del 13,12% nel Mare del Nord.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è previsto nella seconda metà del 2015, con un picco di produzione di circa 65 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.

Durante il 2014 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie di risposta in caso di sversamenti. Le attività implementate relative alle fasi di drilling sono state riconosciute dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per l'oil spill response nelle aree costiere. Il progetto, lanciato da Eni con il partner del programma e in collaborazione con l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO-Norwegian Clean Seas Association), ha coinvolto an-

che altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents, nonché istituti di ricerca internazionali e nazionali. I risultati ottenuti sono stati presentati all'Agenzia dell'Ambiente Norvegese e alle amministrazioni locali e a tutti gli stakeholder dell'area, confermando come il progetto Goliat disponga di un sistema d'avanguardia per la gestione di eventuali oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie.

Proseguono inoltre le iniziative volte a valorizzare il patrimonio culturale della comunità locale Sami insieme ad altre attività a sostegno dello sviluppo di competenze tecnico-professionali delle comunità locali.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk (Eni 12,39%). In particolare proseguono i programmi di perforazione di pozzi di infilling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection; e (ii) attività di ottimizzazione dei giacimenti di Midgard e Mikkel (Eni 14,9%).

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo, con la scoperta di Romeo North, già allacciata alla piattaforma produttiva del giacimento Jade (Eni 7%).

Nel corso dell'anno è stata ottenuta l'operatorship dei blocchi esplorativi 22/19c (Eni 50%), 22/19e (Eni 57,14%) e 30/1b (Eni 100%) nel Mare del Nord. In aprile 2014 si è conclusa l'acquisizione degli asset nell'area di Liverpool Bay, portando al 100% la quota Eni.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) il completamento della Fase 2 di sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con l'installazione della piattaforma produttiva e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area e conseguente start-up; e (ii) il ramp-up della produzione del progetto Jasmine (Eni 33%) a seguito del completamento delle attività di commissioning e lo start-up di 4 ulteriori pozzi produttivi.

Africa Settentrionale

Algeria Sono state assegnate a Eni tre autorizzazioni di prospezione esplorativa nelle aree di Timimoun e di Oued Mya, nell'onshore meridionale del Paese. Le autorizzazioni con validità di due anni si estendono su una superficie totale di 46.837 chilometri quadrati e prevedono attività di studio e la perforazione di pozzi stratigrafici per definirne il potenziale minerario.

Nell'anno è stato completato il ramp-up della produzione del progetto El Merk (Eni 12,25%) e conseguente raggiungimento del plateau produttivo di circa 18 mila boe/giorno in quota Eni.

Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione sui campi in produzione di MLE-CAFC (Eni 75%, operatore). Il progetto prevede un'ulteriore fase a olio con start-up atteso nel 2017 e plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno [quota Eni].

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo ARM-14, con una scoperta a olio, nella concessione di Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez, già allacciata alle facility produttive dell'area, permettendo di raddoppiare la produzione del campo; e (ii) la scoperta a olio di Meleiha West Deep nella concessione Meleiha (Eni 76%) erogando in fase di test circa 2 mila barili/giorno. La



809011 | 385

scoperta conferma il potenziale esplorativo ancora esistente nelle sequenze profonde del deserto occidentale, valorizzato grazie all'utilizzo della tecnologia proprietaria e-dva™ di imaging sismico tridimensionale. Alla scoperta seguirà immediatamente la perforazione di altri pozzi di delineazione e di sviluppo che dovrebbero consentire di raggiungere una produzione stimata di circa 8 mila barili/giorno entro la fine del 2015. Il brevissimo time-to-market conferma la strategia di Eni di focalizzazione su attività esplorative a elevato valore che consentano un rapido sviluppo anche grazie alle sinergie con le facility di trattamento presenti nell'area. Nel marzo 2015 Eni e il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerali egiziano hanno firmato un framework agreement per lo sviluppo delle risorse petrolifere del Paese che prevede investimenti totali per un valore stimato di circa \$5 miliardi al 100%. Gli investimenti, che saranno utilizzati per progetti che inizieranno nei prossimi 4 anni, sono finalizzati allo sviluppo di 200 milioni di barili di olio e circa 37 miliardi di metri cubi di gas. Nel 2014 sono state assegnate: (i) con il ruolo di operatore le tre licenze esplorative South-West Meleiha (Eni 100%) onshore, adiacente alla concessione Meleiha, e dei Blocchi 9 (Eni 100%) e 8 (Eni 50%) situati nell'offshore profondo del Mar Mediterraneo. Il perfezionamento è avvenuto a inizio 2015 con la ratifica dei relativi accordi di concessione; e (ii) la concessione Shorouk (Eni 100%) nell'offshore profondo del Mediterraneo.

Nell'agosto 2014 è stato avviato il progetto DEKA (Eni 50%, operatore) con una produzione di 1,8 milioni di metri cubi di gas/giorno e circa 800 barili/giorno di condensati associati. Le produzioni sono trattate presso l'impianto onshore di El Gamil. Il picco produttivo di circa 6,5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni è atteso entro il primo trimestre 2015.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti di Belayim (Eni 100%), Ha'py (Eni 50%), El Tamsah (Eni 50%, operatore) e Port Fouad (Eni 100%) al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; e (ii) l'avvio del progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 (Eni 50%).

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con il pozzo Ochigufu 1 NFW nelle acque profonde del Blocco 15/06 operato da Eni con il 35%, con potenziale stimato in 300 milioni di barili di olio in posto, incrementando le risorse producibili del progetto West Hub. L'attività esplorativa è stata condotta attraverso un'innovativa acquisizione sismica tridimensionale. Nel gennaio 2015 le autorità angolane hanno sancito l'estensione triennale del periodo esplorativo del suddetto blocco; e (ii) con l'appraisal della scoperta di Pinda Fm nel Blocco 0 (Eni 9,8%).

Nel novembre 2014 Eni e la compagnia petrolifera angolana Sonangol hanno firmato un accordo strategico su future attività di collaborazione. In particolare l'accordo prevede di valutare le potenzialità del gas non associato nel basso bacino del Congo e nell'offshore angolano. Il progetto analizzerà le opzioni disponibili sia per il mercato internazionale sia per quello domestico, anche con l'obiettivo di sostenere lo sviluppo dell'economia locale. Inoltre è previsto lo studio di possibili progetti mid-downstream da realizzare nel Paese.

Nel dicembre 2014 è stata avviata la produzione dal progetto West Hub Development nel Blocco 15/06, primo progetto in produzione

operato da Eni nel paese, con un livello iniziale di 45 mila barili di olio/giorno ottenuti attraverso la FPSO N'Goma. Lo sviluppo del progetto è avvenuto in soli 44 mesi a partire dalla dichiarazione di scoperta commerciale e rappresenta un risultato al top dell'industria per gli sviluppi in acque profonde. Il ramp-up produttivo sarà completato nel corso dei prossimi mesi raggiungendo fino a 100 mila barili/giorno. In futuro la produzione del blocco sarà sostenuta dall'allacciamento alle facility estrattive installate per la scoperta originaria di Sangos delle numerose scoperte successive.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nembra nel Blocco 0. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%; (ii) il giacimento Mafumeira Sul (Eni 9,8%) con start-up previsto nel 2016; (iii) il progetto Lianzi nel Blocco 14K/A Imi Unit Area (Eni 10%), con start-up previsto nella seconda metà del 2015 e picco produttivo di 35 mila barili/giorno; (iv) il progetto Kizomba satelliti Fase 2 (Eni 20%). Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso nel corso del 2015, con picco produttivo di 70 mila barili/giorno nel 2016.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore): (i) con il pozzo di appraisal Nené Marine 3, confermando il potenziale minerario a olio e gas dell'area; e (ii) con l'importante scoperta a olio di Minsala Marine con un potenziale minerario stimato in circa 1 miliardo di boe in posto. Le attività esplorative sono state supportate dall'applicazione delle tecnologie proprietarie di imaging sismico e-dva™ che permettono un posizionamento ottimale dei pozzi esplorativi.

Nel luglio 2014 è stato firmato con le competenti Autorità l'accordo per l'estensione di contratti petroliferi in essere e per l'avvio di nuove iniziative nel bacino costiero del Paese, che si estende dall'onshore Mayombe al deep-offshore.

A fine dicembre 2014 è stata avviata in produzione la recente scoperta di Nené Marine nel blocco Marine XII a soli 8 mesi dall'ottenimento del permesso di produzione con un livello iniziale di 7.500 boe/giorno facendo leva sulle sinergie con il front-end loading e le infrastrutture dei giacimenti dell'area. Lo sviluppo completo di Nené avverrà in più fasi e prevede l'installazione di piattaforme di produzione e la perforazione di circa 30 pozzi, con un plateau stimato in oltre 120 mila boe/giorno.

Il programma di flaring down del giacimento M'Boundi è stato completato nel corso dell'anno, con una riduzione di circa 1,8 milioni di metri cubi/giorno di gas flared, raggiungendo, di fatto, lo zero flaring dell'area. In particolare, la valorizzazione del gas associato è stata conseguita: (i) attraverso la gas injection con l'obiettivo di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; e (ii) con contratti long-term di fornitura alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Nel 2014 le forniture contrattuali di M'Boundi (Eni 83%, operatore) sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni). Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII.

È proseguito il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi che interviene nei settori dell'educazione, della salute e dell'agricoltura, con iniziative mirate e condivise

80901/386

con le istituzioni locali. Lo stato di avanzamento delle attività programmate nel quinquennio 2011-2015 ha raggiunto l'80% alla fine del 2014. Del progetto beneficiranno circa 25.000 persone. Con il supporto del The Earth Institute della Columbia University è stato avviato un programma per l'elaborazione di un sistema di monitoraggio volto a valutare l'efficacia del progetto PIH e il suo contributo allo sviluppo dell'area.

Inoltre, sono stati avviati programmi per la promozione della cultura locale in particolare con iniziative nell'area di Pointe Noire, di Makoua nel nord del Paese e nella capitale Brazzaville. Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto sanzionato di Litchendjili nel blocco Marine XII. Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Lo start-up è previsto nel secondo semestre del 2015 con picco produttivo in quota Eni di 12 mila boe/giorno. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Mozambico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi di delineazione mineralizzati a gas di Agulha 2 e Coral 4 DIR, confermando l'estensione degli omonimi giacimenti. Le attività sono state supportate dalle tecnologie proprietarie di processing sismico e-dva". Le risorse complessivamente scoperte nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) sono stimate in circa 2.500 miliardi di metri cubi.

Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle risorse straddling di Mamba; per queste ultime, sulla base di un Decreto Legge che definisce il regime fiscale e le regole per i progetti di liquefazione onshore, Eni prevede di ottenere le necessarie autorizzazioni per produrre fino a 340 miliardi di metri cubi di gas con un piano di sviluppo indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1. Inoltre si prevede il termine di sei mesi dall'entrata in vigore della nuova legge petrolifera, avvenuta nel dicembre 2014, per la definizione dell'Unitisation Agreement. L'accordo dovrà ottenere l'autorizzazione da parte delle Autorità del Paese.

Lo sviluppo di Coral prevede la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas (Floating LNG - FLNG) alimentato da pozzi sottomarini. Il progetto è stato sottoposto alle Autorità del Paese alla fine del 2014. La FID è attesa nella seconda metà del 2015. La finalizzazione dei contratti EPCIC per le fasi di costruzione, installazione e commissioning è prevista entro la fine dell'anno. Lo start-up produttivo è previsto alla fine del 2019.

Il progetto Mamba prevede nella fase iniziale la realizzazione di due treni GNL onshore e la perforazione di 16 pozzi sottomarini, con start-up nel 2022. Le attività pianificate prevedono di: (i) sottoporre la Declaration of Commerciality al Governo entro il terzo trimestre del 2015; (ii) presentare il piano di sviluppo alle Autorità entro la fine del 2015; (iii) finalizzare gli accordi commerciali e il project financing entro il primo trimestre 2016. La FID è attesa nel 2016-2017.

Nell'ambito della partnership con la società sudcoreana Korea Gas Corporation (KOGAS), nell'ottobre 2014 è stato firmato un accordo di cooperazione per lo sviluppo di iniziative congiunte nei settori upstream e GNL, in particolare nell'Area 4 del Mozambico.

Sulla base del modello di cooperazione Eni, è stato definito un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità

locali, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, e che sarà parte integrante delle attività di sviluppo delle recenti scoperte a gas effettuate nel Paese. Le linee guida definite prevedono diversi progetti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni e il rispetto della biodiversità. In particolare nel corso del 2014 sono stati completati alcuni progetti nell'area di Pemba al fine di: (i) sostenere l'accesso all'istruzione, con la costruzione di una scuola primaria; e (ii) sviluppare attività di training attraverso la collaborazione e la fornitura di materiale didattico all'istituto di formazione tecnica del "National Institute for Employment and Vocational Training" (INEFP); (iii) potenziare il sistema sanitario locale, anche con la ristrutturazione di alcuni reparti ospedalieri e l'avvio di corsi specialistici dedicati a personale del settore.

Continuano i progetti per migliorare l'accesso all'acqua potabile nell'area di Pemba con la realizzazione di un sistema di distribuzione per circa 4.000 persone e gli studi per la fornitura di energia elettrica alle comunità rurali attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili. Inoltre, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del Governo del Mozambico.

In linea con i UN Guiding Principles on Business and Human Rights è stata realizzata per il Mozambico, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, una valutazione dei possibili impatti nell'ambito dei diritti umani dei progetti di valorizzazione gas in programma nel Paese.

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Abo 12 mineralizzato a olio nel blocco OML 125 (Eni 85%, operatore). La scoperta verrà allacciata alle facility produttive di Abo nel corso del 2015.

È stato avviato il progetto di trattamento e re-iniezione delle acque di produzione di Ebocha nel blocco OML 61 (Eni 20%, operatore). Il progetto prevede una capacità massima di trattamento di 60 mila barili/giorno di acqua. Proseguono le attività di valorizzazione del gas associato con continue e progressive riduzioni di gas flared. Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo del giacimento Bonga NW nel blocco OML 118 (Eni 12,5%), attraverso la perforazione e il completamento di 4 pozzi produttori e di 2 pozzi iniettori.

Le attività di sviluppo proseguono nel blocco OML 28 (Eni 5%) (i) continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato a petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Uble. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi; e (ii) lo sviluppo del giacimento Forkados-Yokri prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è atteso nel 2015.

È in fase di conclusione il progetto realizzato sulla pipeline di trasporto Kwale-Akri nell'area del Delta del Niger. La tecnologia proprietaria e-vpms" (eni-vibroacoustic pipeline monitoring system) installata consente di localizzare in tempo reale eventuali perdite, riducendo in modo significativo fenomeni di bunkering.

Nel corso dell'anno sono proseguiti i programmi di supporto della popolazione locale con principali iniziative nella costru-



80901/387

zione d'infrastrutture pubbliche, miglioramento della qualità nei servizi di educazione, rafforzamento della copertura sanitaria di base, ampliamento delle aree fornite di energia elettrica, nonché attività di training per favorire lo sviluppo economico in particolare nel settore agricolo.

È stato inaugurato da Eni un sito web dedicato alle attività di sostenibilità realizzate nel Paese. In particolare sono disponibili le informazioni e i dati relativi agli oil spill, emissioni da flaring e una sintesi sugli studi di impatto ambientale.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settima unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Nel 2014 la Petroleum Technology Association of Nigeria ha riconosciuto due società Eni come migliori organizzazioni del settore Oil & Gas nel promuovere lo sviluppo locale (Local Content Operator). Il riconoscimento sottolinea l'impegno Eni nella realizzazione di iniziative efficaci per sviluppare e sostenere le attività economiche locali, anche nel raggiungimento degli standard qualitativi specifici del settore upstream.

Kazakhstan

Kashagan Nel corso del 2014 è stato eseguito il risk assessment finalizzato all'individuazione delle cause del guasto tecnico che aveva costretto il Consorzio all'interruzione della produzione, dopo il sostanziale completamento della Fase 1 di sviluppo (cosiddetta Experimental Program) e conseguente start-up del giacimento Kashagan (Eni 16,81%). Il risk assessment eseguito ha stabilito la necessità della sostituzione delle due pipeline danneggiate. I contratti relativi all'acquisto e installazione delle nuove pipeline sono stati finalizzati. L'installazione sarà completata nella seconda metà del 2016, con il conseguente riavvio produttivo entro la fine del 2016. Si prevede che il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato avvenga nel 2017.

La Fase 1 dello sviluppo prevede una capacità produttiva iniziale di 180 mila barili/giorno, con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata grazie all'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno potrà essere conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake.

Nel dicembre 2014 è stato firmato un accordo tra il Consorzio e il Governo kazako che ha risolto una serie di tematiche di natura fiscale, ambientale e relative alle attività operative.

È stato avviato il processo di cambiamento del modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto. Il nuovo modello, che ha l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei processi operativi e decisionali e ridurre quindi i costi complessivi, prevede che una società, partecipata dai sette partner del consorzio, sia l'Operatore unico di tutte le fasi di esplorazione, sviluppo e produzione di Kashagan. Nell'ambito di tale processo di cambiamento, che sarà completato entro la metà del 2015, sono state trasferite le quote dell'Agip Kazakhstan North Caspian Operating Company NV (Eni 100%), responsabile dell'esecuzione della Fase 1 di sviluppo, alla NCOC BV.

Nel 2014 è stato testato un innovativo sistema di monitoraggio ambientale di progettazione Eni. Il programma prevede l'utilizzo di un mezzo marino mobile (AUV - Veicolo Sottomarino Autonomo) in grado di eseguire attività di monitoraggio ambientale e asset integrity presso le facility produttive sottomarine.

Nel corso dell'anno si è concluso il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) lanciato da Eni con il patrocinio del Ministro dell'Ambiente e delle Risorse Idriche della Repubblica del Kazakhstan, a tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio. Nel giugno 2014, il progetto ha ottenuto riconoscimento ufficiale da parte dell'UNESCO ed è stato inserito nel programma Man and Biosphere.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse kazake nel settore Oil & Gas.

Al 31 dicembre 2014 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$8,5 miliardi pari a €7,0 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2014, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2014 (\$6,2 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,3 miliardi).

Al 31 dicembre 2014 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 580 milioni di boe sostanzialmente in linea con il 2013.

Karachaganak È allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%) attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi e incrementare le vendite di gas. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione e di trattamento gas. Sono inoltre in fase avanzata vari progetti di sviluppo mirati al mantenimento del livello produttivo dei liquidi.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità locali presso il giacimento di Karachaganak, in particolare nell'area occidentale. Le attività hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché la realizzazione di impianti per l'approvvigionamento idrico e infrastrutture stradali.

Al 31 dicembre 2014 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 489 milioni di boe sostanzialmente in linea con il 2013.

80901/288

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas del pozzo esplorativo Merakes 1 NFW situato nel blocco offshore East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La scoperta, stimata in 56 miliardi di metri cubi di gas, è in prossimità del campo in sviluppo di Jangkrik (Eni 55%, operatore) e potrà fornire ulteriori volumi all'impianto GNL di Bontang. Il successo esplorativo è stato supportato da un innovativo approccio di analisi sismica che considerando diversi fattori geologici consente una migliore fasatura delle attività.

Le altre attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano: (i) il progetto Jangkrik nell'offshore del Kalimantan. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel 2017; e (ii) il progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, con avvio atteso nel 2016.

Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

Iran È stato finalizzato l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain. È in corso di completamento il recupero degli investimenti sostenuti.

Iraq Nel corso del 2014 sono proseguite le attività relative alla fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) del giacimento Zubair (Eni 41,6%). Il progetto prevede la realizzazione di impianti trattamento olio della capacità complessiva di 300 mila barili/giorno, il revamping degli impianti di trattamento esistenti e la perforazione di pozzi produttori e iniettori di acqua.

Nel marzo 2014 è stato approvato dalla compagnia di stato irachena South Oil Company l'Enhanced Redevelopment Plan per il raggiungimento del plateau di produzione di 850 mila barili/giorno. I contratti principali relativi alla costruzione delle nuove facility sono stati assegnati nella prima metà dell'anno.

Sono proseguite le attività a supporto delle aziende agricole locali.

Russia Le attività di perforazione esplorativa pianificate sono state posticipate così come stabilito dalle sanzioni emanate dall'Unione Europea e dagli Stati Uniti. Eni continua a monitorare la situazione con l'obiettivo di ottenere le necessarie autorizzazioni per riprendere le proprie attività in accordo con le attuali sanzioni.

Turkmenistan Nel novembre 2014 Eni e l'Agenzia di Stato per la gestione e l'uso delle risorse di idrocarburi del Turkmenistan hanno firmato un addendum al Production Sharing Agreement che regola le attività di esplorazione e produzione del blocco onshore Nebit Dag estendendone la durata al 2032 con contestuale cessione del 10% della partecipazione alla compagnia di stato Turkmenneft (Eni mantiene il restante 90%). Nell'ambito di tale accordo è prevista la realizzazione di un Training Center per la formazione di personale tecnico in ambito petrolifero. Proseguono inoltre le iniziative di formazione professionale rivolte a giovani laureati nel settore Oil & Gas.

Inoltre Eni e l'Agenzia di stato turkmena hanno siglato un Memo-

randum of Understanding per valutare la possibilità di estendere le attività Eni al tratto turkmeno offshore del Mar Caspio.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) interventi finalizzati a contrastare il declino produttivo dei giacimenti; e (ii) il completamento della prima fase del programma di revamping dell'esistente centrale trattamento olio del giacimento Burun, al fine di incrementare la capacità nonché migliorare le condizioni di sicurezza, efficienza e tutela ambientale anche grazie alla riduzione del gas flaring e all'incremento della capacità di re-iniezione dell'acqua.

America

Ecuador L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 10 (Eni 100%, operatore) con il pozzo esplorativo Oglan-2 con un potenziale stimato in 300 milioni di barili di olio in posto. La scoperta è situata in prossimità delle infrastrutture produttive del giacimento operato di Villano.

Nel corso dell'anno sono stati sanzionati i progetti di: (i) Villano Fase VI con start-up produttivo nel 2016; e (ii) Oglan con start-up previsto nel 2017.

Proseguono le attività di manutenzione e continuo miglioramento delle facility al fine di mantenere gli elevati standard di sicurezza e il livello di efficienza.

Nel 2014 si è concluso il primo triennio del Piano di Azione sulla Biodiversità nell'area Amazzonica prossima al giacimento di Villano, che ha evidenziato l'impatto ambientale minimo delle attività produttive Eni.

Continua l'impegno Eni a promuovere lo sviluppo socio-economico delle zone limitrofe alle aree produttive con: (i) interventi in ambito igienico-sanitario, attraverso la fornitura di medicinali, strumentazione tecnica e mezzi di trasporto; (ii) attività per l'educazione, con la costruzione di infrastrutture scolastiche, fornitura di materiale didattico e l'istituzione di borse di studio; e (iii) training e programmi di sviluppo di attività agricole anche attraverso fornitura di attrezzature specifiche.

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Stallings 1H e Mitchell 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources alla fine del 2013 volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware e nel Texas occidentale. Le scoperte sono state avviate in produzione con un livello complessivo iniziale di circa 1.500 barili/giorno di olio. Eni si è aggiudicata i blocchi offshore MC246 e MC290 (Eni 100% operatore) nel Golfo del Messico e un'area nella Leon Valley, nel Texas occidentale, con una quota del 50%, per esplorare e sfruttare giacimenti di shale oil.

È stato conseguito lo start-up produttivo dei giacimenti St.Malo (Eni 1,25%) e Lucius (Eni 8,5%), quest'ultimo nel gennaio 2015. L'avvio di Hadrian South (Eni 30%), avvenuto nel marzo 2015, consentirà al progetto Lucius-Hadrian South di raggiungere il picco produttivo stimato in 144 mila boe/giorno (22 mila in quota Eni).

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Le attività prevedono la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è at-

80901/389

teso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni; (ii) la perforazione di pozzi di sviluppo sui campi operati di Devils Tower (Eni 75%) e Pegasus (Eni 85%) nonché sui campi non-operati di Europa (Eni 32%) e K2 (Eni 13,39%); e (iii) lo sviluppo delle riserve di gas non convenzionale (shale gas) nell'area Alliance (Eni 27,5%) con lo start-up di ulteriori 21 pozzi produttori.

Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Ooguruk (Eni 30%) in Alaska. Nel mese di giugno il campo di Nikaitchuq ha raggiunto il target produttivo di 25 mila boe/giorno. Tale importante risultato è stato ottenuto grazie alle competenze e alle tecnologie proprietarie di Eni applicate in un ambiente estremo e con vincoli ambientali, che hanno consentito di realizzare uno degli impianti di produzione più avanzati nel North Slope, con massima compatibilità ambientale e alta efficienza operativa.

Venezuela Proseguono le attività di drilling del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in posto certificati in 35 miliardi di barili. Il giacimento è stato avviato nel 2013 nella fase di early production, con un target produttivo di 75 mila barili/giorno. La successiva fase Full Field prevede un plateau produttivo di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria. In base agli accordi, Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria, fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi.

È in corso lo sviluppo del giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela.

Lo start-up produttivo della prima fase è atteso entro il secondo

trimestre del 2015. Il progetto prevede la messa in produzione dei pozzi esplorativi esistenti e di 17 nuovi pozzi di sviluppo nonché l'installazione delle piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il livello produttivo atteso per la fase di early production è stimato in circa 13 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio nel 2017 della seconda fase di sviluppo porterà a una produzione di 23 milioni di metri cubi/giorno. La fase finale di sviluppo permetterà di raggiungere il plateau di produzione di 34 milioni di metri cubi/giorno nel 2020.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.524 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€9.021 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Nigeria, Egitto, Indonesia e Kazakistan. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa (€1.398 milioni) hanno riguardato per il 98% le attività all'estero, in particolare in Libia, Mozambico, Stati Uniti, Nigeria, Angola, Indonesia, Cipro, Norvegia e Gabon. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2014 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €83 milioni (€87 milioni nel 2013). Sono state depositate 15 domande di brevetto.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		43	109		(109)	..
Africa Settentrionale		14	109			
Africa Sub-Sahariana		27				
America		2				
Esplorazione		1.850	1.669	1.398	(271)	(16,2)
Italia		32	32	29	(3)	(9,4)
Resto d'Europa		151	357	188	(169)	(47,3)
Africa Settentrionale		153	95	227	132	..
Africa Sub-Sahariana		1.142	757	635	(122)	(16,1)
Kazakhstan		3	1		(1)	..
Resto dell'Asia		193	233	160	(73)	(31,3)
America		80	110	139	29	26,4
Australia e Oceania		96	84	20	(64)	(76,2)
Sviluppo		8.304	8.580	9.021	441	5,1
Italia		744	743	880	137	18,4
Resto d'Europa		2.008	1.768	1.574	(194)	(11,0)
Africa Settentrionale		1.299	808	832	24	3,0
Africa Sub-Sahariana		1.931	2.675	3.085	410	15,3
Kazakhstan		719	658	521	(137)	(20,8)
Resto dell'Asia		641	749	1.105	356	47,5
America		953	1.127	921	(206)	(18,3)
Australia e Oceania		9	52	103	51	98,1
Altro		110	117	105	(12)	(10,3)
		10.307	10.475	10.524	49	0,5

Utile operativo adjusted (€ milioni)

2012	398
2013	(638)
2014	310

Indice di frequenza infortuni (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

2012	2,23
2013	1,43
2014	0,49

Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)

2012	95,32
2013	93,17
2014	89,17

Clients in Italia (milioni)

2012	7,45
2013	8,00
2014	7,93

Vendite di GNL (miliardi di metri cubi)

2012	14,6
2013	12,4
2014	13,3

Emissioni dirette di gas serra (milioni di tonnellate di CO₂eq)

2012	12,77
2013	11,22
2014	10,08

circa il 70%

del portafoglio gas a lungo termine indicizzato all'hub

circa **10 milioni**

i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici in Italia ed Europa

€0,66 miliardi

di beneficio sulla cassa dalle rinegoziazioni dei contratti

Sviluppo e crescita nei segmenti **value added**

93,4%

punteggio soddisfazione clienti

33,58 TWh

vendite di energia elettrica

Performance dell'anno

- Nel 2014 è proseguito il trend di miglioramento degli indici di frequenza infortuni di dipendenti e contrattisti (-66%).
- Le emissioni di gas serra si riducono del 10,2% rispetto al 2013 in relazione al calo della produzione elettrica (-9%) e alla riduzione dei quantitativi di gas trasportato (-44,5%).
- I prelievi idrici delle centrali Enipower hanno registrato un calo in termini assoluti (-5,9%) mentre rimangono sostanzialmente stabili se riferiti ai KWh_{eq} prodotti. Il calo dei prelievi è attribuibile al minor utilizzo di acqua marina nei processi di raffreddamento della centrale di Brindisi e alla minore produzione di energia elettrica presso la centrale di Livorno a causa dello scenario sfavorevole. Nonostante la diminuzione dei prelievi in termini assoluti, le produzioni di vapore e consumi di acqua dolce di sito sono pressoché stabili rispetto al 2013.
- Nel 2014, il settore Gas & Power ha conseguito l'utile netto adjusted di €190 milioni con un miglioramento di €443 milioni rispetto al 2013 per effetto dei benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, compresi gli effetti una tantum da rinegoziazione relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013, parzialmente compensata dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva.
- Rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento a lungo termine e riduzione del take-or-pay: nel corso dell'anno, grazie alla rinegoziazione di alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, si è ottenuto un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. Circa il 70% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Inoltre sono stati ridotti gli anticipi cumulati per effetto della clausola di "take-or-pay" nei contratti di approvvigionamento gas a lungo termine con un beneficio sulla cassa di €0,66 miliardi grazie alle rinegoziazioni e alle azioni di ottimizzazione delle vendite.
- Le vendite di gas mondo di 89,17 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 4,3% rispetto al 2013. In calo i volumi commercializzati sul mercato domestico (34,04 miliardi di metri cubi, -5,1%) per effetto delle minori vendite su tutti i principali segmenti di mercato, parzialmente compensate dalle maggiori vendite sul mercato spot. Sostanzialmente stabili le vendite nei principali mercati europei (42,21 miliardi di metri cubi; -1,1%).
- Le vendite di energia elettrica di 33,58 terawattora sono diminuite di 1,47 terawattora rispetto al 2013, pari al 4,2%.
- Gli investimenti tecnici €172 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€98 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€66 milioni).

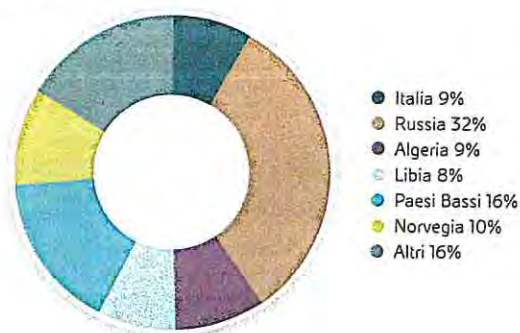
80901 | 392

Strategia

Nel settore Gas & Power si prevede la conferma del calo strutturale della domanda a causa della diminuzione dei consumi per la crisi macroeconomica, della competizione da altre fonti e della generalizzata situazione di oversupply in Europa, in un contesto di rafforzamento del ruolo degli hub, sempre più liquidi.

Obiettivo prioritario è il focus su redditività e generazione di cassa sostenibile, attraverso le seguenti direttrici di intervento: (i) completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento del gas ai prezzi di mercato e sostanziale recupero dell'anticipo finanziario outstanding al 2014 connesso ai volumi take-or-pay; (ii) semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione dei costi di logistica con un risparmio di €300 milioni entro il 2018; (iii) sviluppo e crescita nei segmenti value added, in particolare retail, valorizzando la base clienti anche attraverso un modello di vendita prodotti extracommodity, trading e commercializzazione di GNL, sfruttando le opportunità commerciali nei mercati a premio e l'integrazione con l'upstream. Il flusso di cassa operativo cumulato previsto per il periodo 2015-2018 sarà pari a €3 miliardi.

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate (82,91 miliardi di metri cubi)



medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e 2,2 milioni i clienti nei paesi europei in cui Eni opera. In un contesto di mercato caratterizzato da un calo della domanda di circa dodici punti percentuali sul mercato domestico (con una flessione analoga nell'Unione Europea) per effetto della crisi dei consumi in tutti i segmenti di riferimento e da una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a mitigare gli effetti negativi dell'attuale scenario di riferimento (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

Mercato

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente Eni fornisce circa 2.400 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,93 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

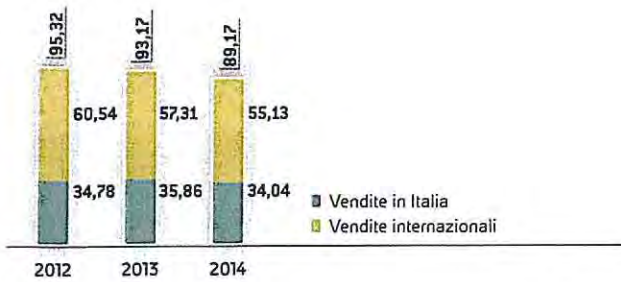
I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,91 miliardi di metri cubi con un decremento rispetto al 2013 di 2,76 miliardi di metri cubi, pari al 3,2%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (75,99 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono in calo rispetto al 2013

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
ITALIA	7,55	7,15	6,92	(0,23)	(3,2)
Russia	19,83	29,59	26,68	(2,91)	(9,8)
Algeria (incluso il GNL)	14,45	9,31	7,51	(1,80)	(19,3)
Libia	6,55	5,78	6,66	0,88	15,2
Paesi Bassi	11,97	13,06	13,46	0,40	3,1
Norvegia	12,13	9,16	8,43	(0,73)	(8,0)
Regno Unito	3,20	3,04	2,64	(0,40)	(13,2)
Ungheria	0,61	0,48	0,38	(0,10)	(20,8)
Qatar (GNL)	2,88	2,89	2,98	0,09	3,1
Altri acquisti di gas naturale	5,43	3,63	5,56	1,93	53,2
Altri acquisti di GNL	2,09	1,58	1,69	0,11	7,0
ESTERO	79,14	78,52	75,99	(2,53)	(3,2)
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE	86,69	85,67	82,91	(2,76)	(3,2)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(1,35)	(0,58)	(0,20)	0,38	65,5
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	(0,28)	(0,31)	(0,25)	0,06	19,4
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	85,06	84,78	82,46	(2,32)	(2,7)
Disponibilità per la vendita delle società collegate	7,53	5,78	3,65	(2,13)	(36,9)
Volumi E&P	2,73	2,61	3,06	0,45	17,2
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	95,32	93,17	89,17	(4,00)	(4,3)

809011392

Vendite gas mondo (miliardi di metri cubi)



(-2,53 miliardi di metri cubi; -3,2%), per effetto della riduzione dei volumi approvvigionati in particolare in Russia [-2,91 miliardi di metri cubi], Algeria [-1,80 miliardi di metri cubi], Norvegia [-0,73 miliardi di metri cubi] e Regno Unito [-0,40 miliardi di metri cubi], parzialmente compensati dai maggiori acquisti da Libia [+0,88 miliardi di metri cubi] e Paesi Bassi [+0,40 miliardi di metri cubi].

Gli approvvigionamenti in Italia (6,92 miliardi di metri cubi) sono in lieve calo (-0,23 miliardi di metri cubi) rispetto al 2013 per effetto del declino dei campi maturi.

Nel 2014 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (5,6 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,1 miliardi di metri cubi); (iii) dai giacimenti libici (2 miliardi di metri cubi); (iv) degli Stati Uniti (0,5 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (Croazia con 0,3 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 16 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale nel 2014 sono state di 89,17 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa).

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	84,30	83,60	81,73	(1,87)	(2,2)
Italia (inclusi autoconsumi)	34,66	35,76	34,04	(1,72)	(4,8)
Resto d'Europa	44,57	42,30	43,07	0,77	1,8
Extra Europa	5,07	5,54	4,62	(0,92)	(16,6)
Vendite delle società collegate (quota Eni)	8,29	6,96	4,38	(2,58)	(37,1)
Italia	0,12	0,10		(0,10)	
Resto d'Europa	6,45	5,05	3,15	(1,90)	(37,6)
Extra Europa	1,72	1,81	1,23	(0,58)	(32,0)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,73	2,61	3,06	0,45	17,2
TOTALE VENDITE GAS MONDO	95,32	93,17	89,17	(4,00)	(4,3)

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
ITALIA	34,78	35,86	34,04	(1,82)	(5,1)
Grossisti	4,65	4,58	4,05	(0,53)	(11,6)
PSV e borsa	7,52	10,68	11,96	1,28	12,0
Industriali	6,93	6,07	4,93	(1,14)	(18,8)
PMI e terziario	0,81	1,12	1,60	0,48	42,9
Termoelettrici	2,55	2,11	1,42	(0,69)	(32,7)
Residenziali	5,89	5,37	4,46	(0,91)	(16,9)
Autoconsumi	6,43	5,93	5,62	(0,31)	(5,2)
VENDITE INTERNAZIONALI	60,54	57,31	55,13	(2,18)	(3,8)
Resto d'Europa	51,02	47,35	46,22	(1,13)	(2,4)
Importatori in Italia	2,73	4,67	4,01	(0,66)	(14,1)
Mercati europei	48,29	42,68	42,21	(0,47)	(1,1)
Penisola Iberica	6,29	4,90	5,31	0,41	8,4
Germania/Austria	7,78	8,31	7,44	(0,87)	(10,5)
Benelux	10,31	8,68	10,36	1,68	19,4
Ungheria	2,02	1,84	1,55	(0,29)	(15,8)
Regno Unito	4,75	3,51	2,94	(0,57)	(16,2)
Turchia	7,22	6,73	7,12	0,39	5,8
Francia	8,36	7,73	7,05	(0,68)	(8,8)
Altro	1,56	0,98	0,44	(0,54)	(55,1)
Mercati extra europei	6,79	7,35	5,85	(1,50)	(20,4)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,73	2,61	3,06	0,45	17,2
TOTALE VENDITE GAS MONDO	95,32	93,17	89,17	(4,00)	(4,3)

809011393

e nel Golfo del Messico) con una flessione di 4 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,3%.

In calo le vendite sul mercato domestico (34,04 miliardi di metri cubi; -5,1%). Le minori vendite al mercato industriale, residenziale e termoelettrico per effetto della contrazione della domanda, dello sfavorevole effetto climatico registrato nei mesi invernali, nonché dell'ulteriore deterioramento delle condizioni nel mercato termoelettrico per incremento dell'utilizzo delle fonti idroelettriche e rinnovabili e contrazione della richiesta, sono state parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati sul mercato spot. Le vendite sui mercati europei di 42,21 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'1,1% principalmente in Germania/Austria, Francia e Regno Unito a causa della pressione competitiva, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Benelux e Penisola Iberica.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (3,06 miliardi di metri cubi) sono in aumento

di 0,45 miliardi di metri cubi per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel Mare del Nord.

In diminuzione del 14,1% i ritiri degli importatori in Italia per effetto della minore disponibilità di gas libico nonché le vendite sui mercati extra-europei (-20,4%) a causa dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti e in Argentina.

GNL

Nel 2014, le vendite di GNL (13,3 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,9 miliardi di metri cubi rispetto al 2013. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, Sud America e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		10,5	8,4	8,9	0,5	6,0
Resto d'Europa		7,6	4,6	5,0	0,4	8,7
Extra Europa		2,9	3,8	3,9	0,1	2,6
Vendite E&P		4,1	4,0	4,4	0,4	10,0
<i>Terminali:</i>						
Soyo (Angola)			0,1	0,1		
Bontang (Indonesia)		0,6	0,5	0,5		
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,6	0,6		
Bonny (Nigeria)		2,7	2,4	2,8	0,4	16,7
Darwin (Australia)		0,3	0,4	0,4		
		14,6	12,4	13,3	0,9	7,3

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2014, la produzione di energia elettrica è stata di 19,55 terawattora con un decremento di 1,83 terawattora rispetto al 2013, pari all'8,6%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso le centrali di Ravenna e Brindisi per il calo della domanda. Al 31 dicembre 2014, la potenza installata in esercizio è di 4,9 gigawatt (4,8 gigawatt al 31 dicembre 2013). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia elettrica di 14,03 terawattora ha registrato un lieve aumento dei

volumi acquistati (+2,6%) per effetto principalmente dei maggiori acquisti sui mercati spot.

Vendite di energia elettrica

Nel 2014 le vendite di energia elettrica (33,58 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (14%), siti industriali (9%) e altro (3%).

Il calo del 4,2% rispetto al 2013 è dovuto ai minori volumi commercializzati ai clienti large e grossisti, parzialmente compensati dai maggiori volumi scambiati sulla borsa elettrica.

		2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.792	4.295	4.074	(221)	(5,1)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	462	449	338	(111)	(24,7)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	23,58	21,38	19,55	(1,83)	(8,6)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	12.603	9.907	9.010	(897)	(9,1)

80901/396

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		23,58	21,38	19,55	(1,83)	(8,6)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		19,00	13,67	14,03	0,36	2,6
		42,58	35,05	33,58	(1,47)	(4,2)
Mercato libero		31,84	28,73	24,86	(3,87)	(13,5)
Borsa elettrica		6,10	1,96	4,71	2,75	..
Siti		3,30	3,31	3,17	(0,14)	(4,2)
Altro ^(a)		1,34	1,05	0,84	(0,21)	(20,0)
Vendite di energia elettrica		42,58	35,05	33,58	(1,47)	(4,2)

(a) Include gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Investimenti tecnici

Nel 2014 gli investimenti tecnici di €172 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali

a ciclo combinato per la generazione elettrica (€98 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€66 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Mercato		200	206	164	(42)	(20,4)
Mercato		77	87	66	(21)	(24,1)
Italia		43	42	30	(12)	(28,6)
Estero		34	45	36	(9)	(20,0)
Generazione elettrica		123	119	98	(21)	(17,6)
Trasporto internazionale		13	23	8	(15)	(65,2)
		213	229	172	(57)	(24,9)
di cui:						
Italia		166	161	128	(33)	(20,5)
Estero		47	68	44	(24)	(35,3)



Refining & Marketing

8090.14395

Utile operativo adjusted (€ milioni)		Indice di frequenza infortuni (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000		Lavorazioni in conto proprio (milioni di tonnellate)	
2012	(289)	2012	1,74	2012	30,01
2013	(457)	2013	1,01	2013	27,38
2014	(208)	2014	0,86	2014	25,03

Emissioni dirette di gas serra (milioni di tonnellate di CO ₂ eq)		Vendite di prodotti petroliferi rete Europa (milioni di tonnellate)		Indice di soddisfazione cliente (scala likert)	
2012	6,06	2012	10,87	2012	7,90
2013	5,20	2013	9,69	2013	8,10
2014	5,34	2014	9,21	2014	8,20

-30% vs 2012
capacità di raffinazione
grazie alla riconversione
degli impianti di biocarburanti

0,3 milioni di tonnellate/anno
capacità produttiva della
Green Refinery di Venezia

78%
tasso di utilizzo impianti determinando
un margine di breakeven di 6 \$/barile

Definito **accordo**
per la conversione in bioraffineria
della **Raffineria di Gela**

+2,09 milioni di tonnellate
di carburanti immessi sul mercato
contenenti biocarburanti

+32,1% vs 2013
Standard Eni Refining Margin
nonostante la debolezza strutturale
dell'industria

Performance dell'anno

- Nel 2014 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti e contrattisti (-14,9%).
- Le emissioni di GHG hanno registrato un aumento del 2,7% per effetto dell'inclusione nel perimetro di consolidamento del settore Refining & Marketing della centrale termoelettrica ex EniPower di Taranto a partire dall'ottobre 2013.
- Nel 2014 il settore Refining & Marketing ha ridotto la perdita netta adjusted a €147 milioni (€232 milioni nel 2013) per effetto del recupero del margine di raffinazione registrato in particolar modo nell'ultima parte dell'esercizio grazie anche al calo delle quotazioni del greggio, alle ristrutturazioni di capacità compreso l'avvio del progetto Green Refinery presso Venezia nonché alle iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e dei costi generali. I risultati del Marketing hanno registrato una forte crescita anche grazie al repentino calo delle quotazioni rispetto all'analogo periodo dello scorso anno nonostante la contrazione dei consumi e l'intensificarsi della pressione competitiva.
- Nel 2014 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 25,03 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,6% rispetto al 2013. In Italia la flessione dell'11,7% dei volumi processati è dovuta principalmente allo scenario sfavorevole registrato nella prima parte dell'esercizio nonché alle fermate dei siti di Gela e Venezia. In lieve aumento (+3%) le lavorazioni presso l'impianto di Milazzo in particolare per la ripresa dello scenario nell'ultimo trimestre. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate del 6% principalmente in Repubblica Ceca per la fermata della raffineria di Kralupy nel 2013.
- La produzione di biocombustibili dell'anno è stata pari a 12,93 milioni di tonnellate, in aumento del 19,3% per effetto dell'avvio della bioraffineria di Porto Marghera.
- Le vendite rete in Italia di 6,14 milioni di tonnellate sono diminuite del 7,5%, per effetto della forte pressione competitiva. La quota di mercato media del 2014 è del 25,5% in calo di due punti percentuali rispetto al 2013.

80901 | 396

- Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,07 milioni di tonnellate sono sostanzialmente stabili rispetto al 2013 (+0,7%); le maggiori vendite in Germania e Austria sono state compensate dalle minori vendite nelle altre consociate.
- Gli investimenti tecnici di €537 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€362 milioni) principalmente per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria, per il mantenimento e il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la raffineria di Sannazzaro, e nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti (€175 milioni).
- Nel 2014 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €18 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 15 domande di brevetto.

Razionalizzazione del portafoglio

In linea con la strategia di focalizzazione nei mercati con maggiori prospettive di redditività, è stato definito il contratto preliminare vincolante per la cessione delle attività di distribuzione carburanti rete in Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca e in Romania e la quota di capacità di raffinazione per il relativo supply di prodotti attraverso l'interest del 32,445% in Ceska Rafinerska AS. Il perfezionamento della transazione è soggetta ad alcune condizioni sospensive tra le quali il nulla osta da parte delle competenti autorità antitrust europee. Eni rimarrà attiva nei tre paesi attraverso la commercializzazione di lubrificanti extrarete.

Piano di sviluppo di Gela

Nel novembre 2014 è stato concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e le parti sociali, il piano di rilancio del sito di Gela. Il punto chiave dell'accordo è la riconversione della raffineria in bioraffineria, secondo il modello "Green Refinery" già sperimentato a Venezia per la produzione di diesel da materia prima vegetale attraverso l'utilizzo della tecnologia proprietaria Ecofining™ e la costruzione di un moderno polo logistico. Nell'ambito dell'accordo è prevista la ripresa delle attività upstream in Sicilia con iniziative di esplorazione e produzione nel territorio della Regione e nell'offshore nonché la realizzazione di interventi di risanamento ambientale e di un Safety Competence Center (SCC), centro di eccellenza Eni in tema di sicurezza. Eni ha pianificato investimenti di circa €2,2 miliardi per tali iniziative, dedicate in particolare ai progetti upstream nella regione siciliana.

Avvio della bioraffineria di Venezia

Nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 300 mila tonnellate/anno di green diesel prodotti da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™); tale gasolio è destinato a coprire circa la metà del fabbisogno annuo di bio-componenti per Eni, garantendo una nuova prospettiva al sito industriale con vantaggi economici e ambientali.

Strategia

La priorità del settore Refining & Marketing sarà quella di ripristinare la redditività in un contesto di deboli fondamentali nel mercato europeo della raffinazione, caratterizzato da un'overcapacity strutturale. Nei prossimi 4 anni verrà completato il processo di trasformazione portando al breakeven sia il flusso di cassa operativo sia l'EBIT adjusted già al 2015 attraverso: (i) il completamento del processo di razionalizzazione e riconversione degli impianti in Italia e all'estero con un'ulteriore riduzione del 20% della capacità di raffinazione che si aggiungerà al 30% già conseguito nel 2014; (ii) il continuo miglioramento dell'efficienza; (iii) lo sviluppo delle attività di marketing e la razionalizzazione del portafoglio di attività in Italia e all'estero. Complessivamente le azioni programmate consentiranno di ridurre il margine di breakeven adjusted nella raffinazione a circa 3 \$/bl a fine piano.



Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2014 sono state acquistate 70,14 milioni di tonnellate di petrolio (65,96 milioni di tonnellate nel 2013), di cui 27,47 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 25,60 milioni di tonnellate sul mercato spot e 17,07 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 35% dalla Russia, 18% dall'Africa Occidentale, 11% dal Mare del Nord, 8% dal Medio Oriente, 7% dall'Africa Settentrionale, 6% dall'Italia e 15% da altre aree.

Sono state commercializzate 49,99 milioni di tonnellate di petrolio, in aumento del 13,7% rispetto al 2013 (+6,03 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 4,94 milioni di tonnellate di semilavorati (5,31 milioni di tonnellate nel 2013) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 20,87 milioni di tonnellate di prodotti (17,79 milioni di tonnellate nel 2013) destinati alla vendita sui mercati esteri (16,13 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,74 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

80901 | 397

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		23,57	22,46	23,66	1,20	5,3
Produzione Eni nazionale		3,35	3,69	3,81	0,12	3,3
		26,92	26,15	27,47	1,32	5,0
Altri greggi						
Acquisti spot ¹		24,95	25,27	25,60	0,33	1,3
Contratti a termine		10,34	14,54	17,07	2,53	17,4
		35,29	39,81	42,67	2,86	7,2
Totale acquisti di greggi		62,21	65,96	70,14	4,18	6,3
Acquisti di semilavorati		4,53	5,31	4,94	(0,37)	(7,0)
Acquisti di prodotti		20,52	17,79	20,87	3,08	17,3
TOTALE ACQUISTI		87,26	89,06	95,95	6,89	7,7
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,75)	(0,55)	(0,57)	(0,02)	(3,6)
Altre variazioni ^(a)		(1,62)	(1,06)	(0,98)	0,08	7,5
		84,89	87,45	94,40	6,95	7,9

[a] Include le variazioni delle scorte, i cali di trasporto, i consumi e le perdite.

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2014 sono state di 25,03 milioni di tonnellate con una diminuzione dell'8,6% rispetto al 2013 (-2,35 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-11,7%) è dovuta principalmente allo scenario sfavorevole registrato nella prima parte dell'esercizio nonché alle fermate dei siti di Gela e Venezia. In lieve aumento (+3%) le lavorazioni presso l'impianto di Milazzo.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 5,11 milioni di tonnellate sono aumentate del 6% (pari a circa 300 mila tonnellate) in particola-

re in Repubblica Ceca presso la raffineria di Kralupy che nel 2013 era stata oggetto di fermate manutentive programmate.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 16,24 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,75 milioni di tonnellate (-14,5%) rispetto al 2013; il tasso di utilizzo degli impianti, che media la complessità delle raffinerie con la capacità di utilizzo, è pari al 78%. Il 25,2% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 1,5 punti percentuali rispetto al 2013 (23,7%).

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		20,84	18,99	16,24	(2,75)	(14,5)
Lavorazioni in conto terzi		(0,47)	(0,57)	(0,58)	(0,01)	(1,8)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,52	4,14	4,26	0,12	2,9
Lavorazioni in conto proprio		24,89	22,56	19,92	(2,64)	(11,7)
Consumi e perdite		(1,34)	(1,23)	(1,33)	(0,10)	(8,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni		23,55	21,33	18,59	(2,74)	(12,8)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,35	4,42	5,38	0,96	21,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(2,36)	(1,85)	(0,64)	1,21	65,4
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,75)	(0,55)	(0,57)	(0,02)	(3,6)
Prodotti venduti		23,79	23,35	22,76	(0,59)	(2,5)
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		5,12	4,82	5,11	0,29	6,0
Consumi e perdite		(0,23)	(0,22)	(0,21)	0,01	4,5
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,89	4,60	4,90	0,30	6,5
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		17,29	13,69	16,11	2,42	17,7
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		2,36	1,85	0,64	(1,21)	(65,4)
Prodotti venduti		24,54	20,14	21,65	1,51	7,5
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		30,01	27,38	25,03	(2,35)	(8,6)
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity		6,39	5,93	5,81	(0,12)	(2,0)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		48,33	43,49	44,41	0,92	2,1
Vendite di greggi		36,56	43,96	49,99	6,03	13,7
TOTALE VENDITE		84,89	87,45	94,40	6,95	7,9

80901/398

Nel corso dell'anno è stato portato a regime di marcia stabile l'impianto industriale di conversione residui **EST (Eni Slurry Technology)** presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi con prestazioni in linea con le aspettative. La tecnologia EST, a differenza delle tecnologie di conversione residui attualmente disponibili, non produce sottoprodotti ma converte interamente la carica a distillati ed è in grado di valorizzare i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti, nonché le risorse non convenzionali. È inoltre in corso un'attività di valutazione di eventuale licensing out della tecnologia presso alcune oil companies interessate all'utilizzo di EST nelle proprie raffinerie o per la valorizzazione di riserve di greggi pesanti.

Nel corso del 2014 è stata consolidata la formulazione del catalizzatore proprietario **T-Sand**, tecnologia in grado di generare prodotti di elevata qualità, sempre più ecosostenibili. In particolare, il catalizzatore T-Sand è un sistema catalitico di idrotrattamento e dearomatizzazione che consente di ottenere gasoli a basso contenuto di composti poliaromatici e a ridotta emissione di particolato.

Nel 2014 è proseguito l'impegno di Eni nell'innovazione nel campo dei biocarburanti, che ha portato al deposito di numerosi brevetti. Lo sviluppo di nuovi bio-componenti potrà far leva sulla produzione di green diesel nella Green Refinery di Venezia, consentendo di immettere sul mercato carburanti distintivi di elevata qualità prodotti da fonti rinnovabili.

Nel corso dell'anno è stata applicata con successo la tecnologia proprietaria **e-vpms™** (eni-vibroacoustic pipeline monitoring system), installata alla fine del 2013 sull'oleodotto di 113 km Gaeta-Pomezia, che ha permesso di localizzare in tempo reale gli attacchi fraudolenti cui è sottoposta, riducendo notevolmente gli spill.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2014 le vendite di prodotti petroliferi (44,41 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,92 milioni di tonnellate rispetto al 2013, pari al 2,1%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere e trader all'estero.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Rete	7,83	6,64	6,14	[0,50]	[7,5]
Extrarete	8,62	8,37	7,57	[0,80]	[9,6]
Petrochimica	1,26	1,32	0,97	[0,35]	[26,5]
Altre vendite	6,08	7,01	8,08	1,07	15,3
Vendite in Italia	23,79	23,34	22,76	[0,58]	[2,5]
Rete Resto d'Europa	3,04	3,05	3,07	0,02	0,7
Extrarete Resto d'Europa	3,96	4,23	4,60	0,37	8,7
Extrarete mercati extra europei	0,42	0,43	0,43		
Altre vendite	17,12	12,44	13,55	1,11	8,9
Vendite all'estero	24,54	20,15	21,65	1,50	7,4
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	48,33	43,49	44,41	0,92	2,1

Vendite rete Italia

Nel 2014, le vendite sulla rete in Italia (6,14 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2013 (circa 500 mila tonnellate, -7,5%) per effetto della contrazione dei consumi di tutti i prodotti. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.534 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 124 mila litri rispetto al 2013. La quota di mercato media del 2014 è del 25,5% in diminuzione di 2 punti percentuali rispetto al 2013.

Al 31 dicembre 2014 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.592 stazioni di servizio con un decremento di 170 unità rispetto al 31 dicembre 2013 (4.762 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra chiusure di impianti a basso erogato e aperture di nuovi impianti (97 unità) e del mancato

rinnovo di 2 concessioni autostradali, al quale si aggiunge il saldo negativo tra stipule/risoluzioni di contratto di convenzionamento (71 unità).

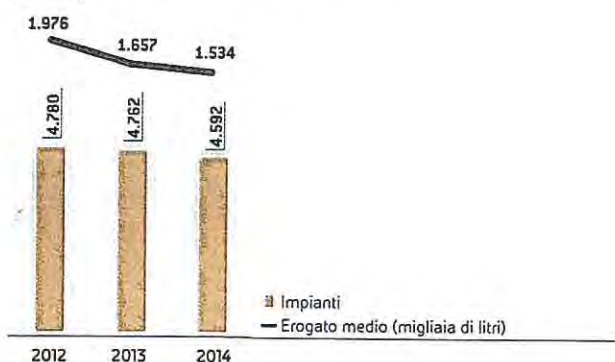
Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni" il programma di fidelizzazione dei clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le carte che nel 2014 hanno effettuato almeno una transazione sono circa 1,9 milioni di cui circa 1 milione rappresentate dalle carte consumer di pagamento e loyalty. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 37% dell'erogato complessivo della rete al netto della modalità iperself che non prevede l'accumulo di punti.



80901/399

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Italia		16,45	15,01	13,71	(1,30)	(8,7)
Vendite rete		7,83	6,64	6,14	(0,50)	(7,5)
Benzina		2,41	1,96	1,71	(0,25)	(12,8)
Gasolio		5,08	4,33	4,07	(0,26)	(6,0)
GPL		0,31	0,32	0,32		
Altri prodotti		0,03	0,03	0,04	0,01	33,3
Vendite extrarete		8,62	8,37	7,57	(0,80)	(9,6)
Gasolio		4,07	4,09	3,54	(0,55)	(13,4)
Oli combustibili		0,33	0,24	0,12	(0,12)	(50,0)
GPL		0,30	0,30	0,28	(0,02)	(6,7)
Benzina		0,20	0,25	0,30	0,05	20,0
Lubrificanti		0,09	0,09	0,09		
Bunker		1,19	1,00	0,91	(0,09)	(9,0)
Jet fuel		1,56	1,58	1,59	0,01	0,6
Altri prodotti		0,88	0,82	0,74	(0,08)	(9,8)
Estero (rete + extrarete)		7,42	7,71	8,10	0,39	5,1
Benzina		1,81	1,73	1,80	0,07	4,0
Gasolio		3,96	4,23	4,48	0,25	5,9
Jet fuel		0,44	0,51	0,56	0,05	9,8
Oli combustibili		0,19	0,22	0,18	(0,04)	(18,2)
Lubrificanti		0,09	0,10	0,10		
GPL		0,52	0,51	0,55	0,04	7,8
Altri prodotti		0,41	0,41	0,43	0,02	4,9
		23,87	22,72	21,81	(0,91)	(4,0)

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio (numero)



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,07 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2013 (+0,7%). I maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria sono stati compensati dalle minori vendite in Francia e Repubblica Ceca. Al 31 dicembre 2014 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.628 stazioni di servizio con un aumento di 4 unità rispetto al 31 dicembre 2013 (1.624 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 15 impianti a basso erogato, principalmente in Francia; (ii) il saldo positivo di 10 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Germania e Svizzera; (iii) l'acquisto di 8 impianti principalmente in Germania; (iv) l'apertura di 1 nuovo punto vendita.

L'erogato medio (2.258 mila litri) è in diminuzione di circa 64 mila litri rispetto al 2013 (2.322 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 7,57 milioni di tonnellate (-800 mila tonnellate; -9,6%) hanno registrato una flessione su tutti i prodotti, in particolare gasolio per riscaldamento a causa dello sfavorevole effetto climatico, nonché combustibili e bunkeraggi per effetto del calo della domanda. La quota di mercato extrarete media nel 2014 è del 26,7% (28,8% nel 2013). Le vendite al settore Chimica (0,97 milioni di tonnellate) hanno registrato una riduzione rispetto al 2013 (-350 mila tonnellate) riferibile alle minori forniture di feedstock.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 4,60 milioni di tonnellate, in aumento dell'8,7% rispetto al 2013, riflettono essenzialmente maggiori vendite in Repubblica Ceca, Ungheria e Francia. Le altre vendite in Italia e nel resto d'Europa (21,63 milioni di tonnellate) sono in aumento di 2,18 milioni di tonnellate, pari all'11,2%, per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

Nel corso del 2014 sono stati sviluppati e resi disponibili alla commercializzazione su scala mondiale una serie di **pacchetti di additivi** per la produzione di **lubrificanti** sia per autovetture sia per trazione pesante. In tale ambito è stata inoltre avviata la commercializzazione di un olio motore a elevatissima fuel economy contenente componenti di origine bio nel mercato del Nord Europa.

Nell'ambito dei prodotti per i **mezzi navali** nel 2014 sono stati sviluppati: (i) un **combustibile diesel** a elevata concentrazione di origine green (50%) per utilizzo sulle navi della Marina Militare e della NATO nonché l'utilizzo di varie concentrazioni del Green Diesel prodotto dalla Raffineria di Venezia in gasoli regular

80901/400

e top quality per light duty e (ii) una linea di detergenti nel campo dei prodotti per lubrificanti marina e trazione "Low SAPS" (a basso contenuto di ceneri solfatate, fosforo e zolfo) compatibili con i sistemi di post-trattamento dei gas di scarico.

In collaborazione con Versalis è in corso un'attività che punta a sviluppare nel medio termine una linea di lubrificanti a elevata sostenibilità ambientale, formulati con componenti derivati da biomasse sostenibili sintetizzati nei poli della chimica verde di Porto Torres e Porto Marghera.

Investimenti tecnici

Nel 2014, gli investimenti tecnici del settore di €537 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e logistica in Italia (€357 milioni) e all'estero (€5 milioni), per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria, finalizzati essenzialmente al mantenimento e al miglioramento del grado di conversione e della flessibilità degli impianti, nonché a interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€109 milioni) e nel Resto d'Europa (€66 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Raffinazione, supply e logistica		675	497	362	(135)	(27,2)
Italia		671	491	357	(134)	(27,3)
Esteri		4	6	5	(1)	(16,7)
Marketing		223	175	175		
Italia		163	107	109	2	1,9
Esteri		60	68	66	(2)	(2,9)
		898	672	537	(135)	(20,1)



Utile operativo adjusted (€ milioni)		Indice di frequenza infortuni (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000		Produzioni (migliaia di tonnellate)	
2012	(483)	2012	1,09	2012	6.090
2013	(386)	2013	0,57	2013	5.817
2014	(346)	2014	0,28	2014	5.283

Emissioni dirette di gas serra (milioni di tonnellate di CO ₂ eq)		Vendite di prodotti petrolchimici (migliaia di tonnellate)		Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce (%)	
2012	3,72	2012	3.953	2012	81,6
2013	3,69	2013	3.785	2013	86,2
2014	3,09	2014	3.463	2014	87,7

71,3%

tasso di utilizzo medio degli impianti grazie alla ristrutturazione del business

Nuove partnership strategiche nel Far East

Avviati gli impianti relativi alla **Chimica Verde** in Sardegna attraverso la riconversione del sito di **Porto Torres**

€40 milioni spesa in ricerca e sviluppo

Cessione dell' impianto di **Sarroch** in linea con la strategia di turnaround

14 nuove domande di brevetto depositate

Performance dell'anno

- Nel corso del 2014 l'indice di frequenza infortuni (dipendenti e contrattisti) si è più che dimezzato (-50,9%) rispetto allo scorso esercizio proseguendo nel positivo trend registrato negli ultimi anni.
- Nel 2014 le emissioni di gas serra e le altre emissioni in atmosfera evidenziano un miglioramento rispetto al 2013 (-16,3%) in relazione alla sostanziale ristrutturazione degli assetti produttivi di Versalis con la chiusura delle attività presso il sito di Hythe nonché la fermata del petrolchimico di Porto Marghera per la quasi totalità dell'anno. In miglioramento il tasso di riutilizzo dell'acqua dolce che sale all'87,7%.
- Nel 2014 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €277 milioni con un miglioramento di €61 milioni rispetto al 2013, beneficiando del miglioramento dei margini su intermedi e polietilene registrato nell'ultima parte dell'esercizio, nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Il risultato ha beneficiato delle azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto Chimica Verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.463 mila tonnellate sono diminuite di 322 mila tonnellate rispetto al 2013 (-8,5%) a causa del calo dei consumi.
- Le produzioni di 5.283 mila tonnellate sono diminuite di 534 mila tonnellate (-9,2%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori. Riduzioni più significative hanno riguardato i segmenti degli elastomeri e del polietilene.
- Nel 2014 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €40 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 14 domande di brevetto.

Ristrutturazione delle attività petrolchimiche in Sardegna

- Nel giugno 2014 sono stati avviati gli impianti relativi al progetto Chimica Verde di Matrica, la joint venture paritetica Versalis-Novamont, che segna la riconversione del polo petrolchimico di Porto Torres. L'innovativa tecnologia utilizzata dagli impianti è in grado di trasformare

80901/602

oli vegetali in monomeri e intermedi, componenti base per la produzione di bio-prodotti più complessi destinati a vari settori industriali (pneumatici, bio-lubrificanti, plastiche, ecc.). La capacità produttiva di tali impianti è di circa 70 mila tonnellate/anno ed essi entreranno gradualmente a regime nel corso del 2015. L'impianto di cracking a carica petrolifera è stato chiuso in via definitiva.

➤ A fine dicembre 2014 è stato ceduto l'impianto di Sarroch al gruppo petrolifero Saras che opera l'adiacente raffineria. L'accordo prevede l'acquisizione da parte di Saras delle attività Versalis connesse al ciclo produttivo della raffineria, in particolare l'impianto di reforming, l'impianto splitter del propilene e i relativi servizi, incluso il sistema logistico. Versalis continuerà a operare nel sito con le attività di miglioramento ambientale programmate e per eseguire gli interventi di messa in sicurezza conseguenti alla fermata delle produzioni non comprese nell'accordo.

Progetto Chimica Verde

➤ Nel novembre 2014 è stato definito con il Ministero dello Sviluppo Economico e le parti sociali il piano di rilancio del polo petrolchimico di Porto Marghera attraverso lo sviluppo di un innovativo progetto di Chimica Verde. Il progetto "verde" in partnership con la società americana Elevance Renewable Science Inc. prevede l'industrializzazione, con impianti world-scale primi al mondo nel loro genere, di una nuova tecnologia per la produzione di biointermedi chimici da oli vegetali destinati a settori applicativi a elevato valore aggiunto quali detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.

Iniziative di sviluppo e sostenibilità

➤ Nel novembre 2014 è stata firmata una partnership con la società statunitense Solazyme, produttrice di oli da fonti rinnovabili e bio-prodotti, volta a favorire l'ingresso sul mercato e la commercializzazione di Encapso™, il primo lubrificante biodegradabile incapsulato per fluidi utilizzato nell'industria della perforazione petrolifera disponibile in commercio. Tale prodotto potrà essere impiegato anche nelle attività di perforazione del Gruppo Eni.

➤ A seguito della partnership strategica siglata nel 2013 tra Versalis e Yulex Corporation – azienda americana leader nella produzione di biomateriali con elevate competenze agronomiche – finalizzata alla produzione di gomma naturale utilizzando biomasse "non-food feedstocks" sono attualmente in fase di consolidamento il protocollo agronomico e l'ingegnerizzazione della tecnologia innovativa che prevede lo sviluppo dell'intera filiera produttiva, dalla coltivazione all'estrazione della gomma naturale, fino alla costruzione di una centrale elettrica a biomassa.

Strategia

Versalis è stata penalizzata da una forte contrazione della domanda di mercato e dalla pressione competitiva, in particolare nel business "commodity" e a più basso contenuto tecnologico. In tale contesto, obiettivo prioritario è rendere economicamente sostenibile Versalis nel medio e lungo termine.

Il breakeven del risultato operativo adjusted e di cassa è previsto a partire dal 2016, attraverso l'attuazione e/o il completamento delle seguenti linee strategiche: (i) riconversione dei siti critici (in particolare Porto Torres, Priolo, Porto Marghera, Sarroch, Huelva) con fermata e/o dismissione delle produzioni non più competitive e consolidamento dei business rimanenti; (ii) rifocalizzazione su produzioni a più alto valore aggiunto anche attraverso lo sviluppo della chimica "verde"; (iii) potenziamento della piattaforma produttiva attraverso l'internazionalizzazione del business per presidiare clienti sempre più globali e mercati a più alta crescita anche attraverso alleanze strategiche.



Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2014 le vendite (3.463 mila tonnellate) sono in flessione dell'8,5% rispetto al 2013 (-322 mila tonnellate) a causa principalmente della debolezza della domanda. Le flessioni più significative sono state registrate nelle olefine (-19%) e negli aromatici (-14%) a causa della fermata degli impianti cracking e aromatici di Porto Marghera, a partire da fine febbraio. Le vendite dei polimeri risultano sostanzialmente in linea rispetto allo scorso esercizio.

I prezzi medi unitari sono stati complessivamente inferiori del 3% rispetto al 2013, con trend differenziati nei vari business: i prezzi delle olefine riflettono il forte calo delle quotazioni del butadiene (-17%) e degli xyleni (-15%) a causa della debolezza del mercato e della sovra-capacità produttiva. I prezzi medi degli elastomeri (-8%) hanno risentito della competizione di prezzo dei prodotti di importazione asiatica. In calo del -4% i prezzi degli stirenici, stabili invece i prezzi medi del polietilene, per effetto della carenza di prodotto in Europa.

8090.1/403

Le produzioni ammontano a 5.283 mila tonnellate (-534 mila tonnellate, pari al -9,2% rispetto al 2013) per effetto principalmente del calo registrato nel business degli intermedi (-14%) a seguito della fermata del cracker di Porto Marghera e degli elastomeri (-8%) a causa della contrazione della domanda. Più contenute le riduzioni negli stirenici (-4%). In controtendenza le produzioni di polietilene (+2%) per il parziale recupero delle vendite rispetto allo scorso anno.

Le principali flessioni produttive si sono registrate presso l'impianto di Porto Marghera (-85%) per effetto della fermata a fine febbraio degli impianti di cracking e aromatici sino a fine 2014 e di

Sarroch (-23%) per la riduzione delle produzioni dovute al difficile contesto competitivo. In aumento le produzioni dei cracker Priolo e Dunkerque che hanno marciato a pieno regime per compensare la mancata produzione del sito di Porto Marghera. All'estero è stato fermato a fine marzo l'impianto di gomme e laticci di Hyte.

La capacità produttiva nominale si è ridotta a seguito del processo di razionalizzazione attuato nell'anno, con un tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, che è risultato pari al 71,3% (65,3% nel 2013).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Intermedi		3.595	3.462	2.972	(490)	(14,2)
Polimeri		2.495	2.355	2.311	(44)	(1,9)
Produzioni		6.090	5.817	5.283	(534)	(9,2)
Consumi e perdite		(2.545)	(2.394)	(2.292)	102	(4,3)
Acquisti e variazioni rimanenze		408	362	472	110	30,4
		3.953	3.785	3.463	(322)	(8,5)

Andamento per business

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.310 milioni) sono in flessione del 14,7% (-€399 milioni rispetto al 2013) a causa della fermata degli impianti di cracking di Porto Marghera, con effetti anche sui volumi commercializzati di aromatici e derivati. La riduzione delle vendite di butadiene (-31%) e xileni (-34%) è attribuibile alla debolezza di mercato e alla sovra-capacità produttiva in Europa. I prezzi medi unitari hanno registrato una riduzione complessiva del 2%, con un calo dei prezzi medi degli aromatici del 7% (in particolare le quotazioni degli xileni si sono ridotte del 15% per effetto della debolezza della domanda) e delle olefine dell'1%, per effetto del calo dei prezzi di etilene e butadiene che è stato quasi completamente compensato dal rafforzamento delle quotazioni del propilene.

Le produzioni di intermedi (2.972 mila tonnellate) hanno registrato un calo del 14,2% rispetto al 2013 (-490 mila tonnellate), per effetto dei minori volumi di olefine (-11%) e aromatici (-31%) a seguito della fermata del cracker di Porto Marghera a partire da metà febbraio, con prolungamento sino a fine 2014, nonché delle minori produzioni di Sarroch. In calo anche i volumi prodotti di derivati (-10%), che sono stati penalizzati da disservizi e dalla fermata programmata nella seconda parte dell'anno.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.800 milioni) sono diminuiti del 4,5% (-€133 milioni rispetto al 2013) per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari nel business elastomeri (-8%) e dei volumi venduti (-5%) per effetto della persistente debolezza della domanda nei mercati di sbocco automotive e dei bassi prezzi dei prodotti provenienti dal mercato asiatico. Tale performance negativa è stata inoltre accentuata dal calo dei prezzi medi degli stirenici (-4%), con volumi di vendite in contrazione del 4%, anche per nuove importazioni dal Nord Africa. Rimangono stabili i prezzi del polietilene.

Tra i volumi venduti degli elastomeri, parziale ripresa nelle vendite di gomme termoplastiche (+9%) e delle gomme speciali EPDM (+5%), che compensano parzialmente le minori vendite di gomme commodities (SBR -11% e BR -3%), nitriliche (-9%) e laticci (-19%). La flessione dei volumi degli stirenici (-4%) è attribuibile in particolare ai minori volumi commercializzati di polistirolo compatto (-4%), per la debolezza della domanda, e di stirolo monomero (-15%), per mancanza di prodotto a causa di una fermata programmata. Complessivamente in aumento i volumi venduti di polietilene a causa delle maggiori vendite di HDPE (+7%), Eva (+9%) e LLDPE (+1%), per il calo di offerta in Europa. In riduzione i volumi di LDPE (-2,5%).

Le produzioni dei polimeri (2.311 mila tonnellate) si riducono dell'1,9% rispetto al 2013. In particolare, nel business elastomeri (-8%), per la fermata definitiva dell'impianto di Hythe con minori produzioni di laticci e di gomme SBR, a cui si aggiungono le riduzioni delle gomme BR per effetto del calo della domanda. In calo anche le produzioni degli stirenici (-4%), per i minori volumi prodotti di stirolo (-5%), a seguito della fermata programmata nel secondo semestre 2014 e di polistirolo compatto (-6%), parzialmente compensati dalle maggiori produzioni di ABS/San (+11%) dovute alla riprogrammazione di breve termine degli assetti produttivi. In aumento le produzioni di polietilene (+2%), per l'incremento produttivo del sito di Brindisi (Hdpe +5%) in conseguenza del perdurare della fermata programmata delle olefine, e dell'Eva del sito di Oberhausen (+53%).

Investimenti tecnici

Nel 2014 gli investimenti tecnici di €282 milioni (€314 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente interventi di: (i) miglioramento dell'efficienza impiantistica (€161 milioni); (ii) salute e sicurezza (€30 milioni); (iii) mantenimento e razionalizzazione (€28 milioni); (iv) manutenzione (€26 milioni).

Ingegneria & Costruzioni

80901/404

Utile operativo adjusted (€ milioni)

2012	1.485
2013	(99)
2014	479

Portafoglio ordini a fine periodo (€ milioni)

2012	19.739
2013	17.065
2014	22.147

Ordini acquisiti (€ milioni)

2012	13.391
2013	10.062
2014	17.971

Indice di frequenza infortuni (infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

2012	0,32
2013	0,26
2014	0,28

Quota di manager locali (%)

2012	42
2013	42
2014	43

Prelievi idrici totali (milioni di metri cubi)

2012	8,25
2013	8,74
2014	6,32

+€578 milioni
utile operativo adjusted

+€5.082 milioni
portafoglio ordini

+€7.909 milioni
ordini acquisiti

+7,7%
indice di frequenza infortuni

20
domande di brevetto
depositate nell'anno

-27,7%
prelievi idrici totali

Performance dell'anno

- Nel 2014 l'indice di frequenza infortuni registra un peggioramento del 7,7% per effetto dell'indice relativo ai contrattisti (+12,7%), parzialmente compensato dal miglioramento dell'indice relativo ai dipendenti (-4,9%).
- Le emissioni di gas serra e i prelievi idrici complessivi si riducono del 7,8% e del 27,7% rispettivamente a causa principalmente della conclusione di alcuni progetti onshore.
- Nel 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un utile netto adjusted di €309 milioni (+€562 milioni rispetto alla perdita di €253 milioni del 2013). Tale risultato riflette le perdite straordinarie rilevate nel 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse.
- Gli ordini acquisiti di €17.971 milioni (€10.062 milioni nel 2013) hanno riguardato per il 97% lavori da realizzare all'estero e per il 3% lavori assegnati da imprese Eni.
- Il portafoglio ordini ammonta a €22.147 milioni al 31 dicembre 2014 (€17.065 milioni al 31 dicembre 2013) di cui €9.035 milioni da realizzarsi nel 2015.
- Nel 2014 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €12 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state inoltre depositate 20 domande di brevetto.
- Gli investimenti tecnici di €694 milioni (€902 milioni nel 2013) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

Strategia

Nel settore Ingegneria & Costruzioni, il 2014 è stato caratterizzato dal ritorno alla profittabilità, dalla riduzione dell'indebitamento finanziario netto e da risultati ragguardevoli in termini di nuovi ordini. La società dispone di un ampio e diversificato portafoglio ordini su cui potrà esprimere il proprio vantaggio competitivo quale quello nei progetti ultra deepwater, nella posa di trunkline in condizioni estreme, nei progetti onshore di grande dimensione e complessità.

8090.1/1005

Aree di attività

Engineering & Construction Offshore

Nel 2014 i ricavi ammontano a €7.202 milioni in aumento di circa il 40% rispetto al 2013 a seguito della maggiore attività svolta in America Centro Meridionale, Australia e Africa Occidentale.

Gli ordini acquisiti dell'anno di €10.043 milioni (€5.581 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente: (i) il contratto EPCI per conto di Total relativo alle attività di conversione di due petroliere a unità FPSO aventi una capacità di trattamento di petrolio di 115.000 barili al giorno e una capacità di stoccaggio di 1,7 milioni di barili petrolio. Le due unità FPSO convertite saranno utilizzate a supporto delle attività di sviluppo del campo estrattivo di Kaombo situato nel Blocco 32 nell'offshore angolano; (ii) il contratto per conto di BP per le attività di trasporto e installazione delle infrastrutture necessarie allo sviluppo della fase 2 del campo Shah Deniz situato nell'offshore dell'Azerbaijan; (iii) e il contratto EPCI per conto di Pemex, in Messico, per lo sviluppo del campo Lakach. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione del sistema di connessione tra il campo offshore e l'impianto di condizionamento del gas a terra costituito da due condotte per il trasporto del gas.

Nel 2014, Saipem ha proseguito lo sviluppo di tecnologie grazie alla concretizzazione di soluzioni innovative messe a punto negli anni precedenti, in particolare nel settore SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) e nell'area delle condotte, oltre che nell'ambito delle tecnologie sui materiali e tematiche interfunzionali. Nel settore della posa di tubazioni in acque molto profonde, sono state applicate diverse tecnologie in rilevanti progetti commerciali, come il sistema Anti Flooding Tool che previene l'allagamento del tubo durante la fase di posa e la tecnologia M1 di rivestimento giunti. Nel segmento floaters le attività si sono concentrate principalmente su soluzioni tecnologiche di alto profilo come gli impianti di liquefazione galleggianti (FLNG) e Floaters da utilizzare in aree di frontiera.

Engineering & Construction Onshore

Nel 2014 i ricavi ammontano a €3.765 milioni in calo di circa il 17% rispetto al 2013 a seguito principalmente della minore attività svolta in Medio Oriente, Australia e America del Nord, parzialmente compensata dai maggiori volumi sviluppati in Africa Occidentale e America Centro Meridionale. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €6.354 milioni (€2.193 milioni nel 2013). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) i contratti per conto di Saudi Aramco relativi al progetto Jazan Integrated Gasification nell'ambito delle attività inerenti la costruzione della centrale elettrica a gas più grande al mondo nell'omonima città di Jazan. Saudi Aramco ha inoltre assegnato un contratto EPC relativo alle sezioni 4 e 5 del gasdotto Shedgum-Yanbu; (ii) il contratto per conto di Saudi Aramco per l'espansione dei centri di produzione onshore di Khurais, Mazajili e Abu Jifan in Arabia Saudita. I nuovi impianti consentiranno di trattare ulteriori 500.000 barili al giorno dai sopra citati campi; (iii) il contratto assegnato nell'a-

rea del Mar Caspio relativo all'ingegneria di cantiere, alla fabbricazione e pre-commissioning della parte strutturale metallica di un grande centro di produzione di petrolio e gas naturale.

L'attività di ricerca e sviluppo del business onshore ha riguardato tecnologie di processo proprietarie e nuove soluzioni volte a migliorare il profilo qualitativo delle proposte progettuali ai clienti, prevalentemente per quanto riguarda l'efficienza energetica e l'impatto ambientale. In particolare nell'ambito dello sviluppo di processo si sono registrati continui miglioramenti nelle prestazioni e nella compatibilità ambientale della tecnologia proprietaria Snamprogetti™ Urea. Inoltre, nel campo dell'efficienza energetica sono stati completati con successo gli studi sulla produzione di energia idroelettrica all'interno di impianti petrolchimici o per la produzione di fertilizzanti.

Perforazioni mare

Nel 2014 i ricavi ammontano a €1.192 milioni e sono sostanzialmente stabili rispetto al 2013 per effetto principalmente della maggiore attività svolta dalle piattaforme semisommersibili Scarabeo 5 e Scarabeo 6, interessate da lavori di approntamento nel corso del corrispondente periodo del 2013, i cui effetti sono stati quasi interamente compensati dalla minore attività della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7, ferma per lavori di rimessa in classe.

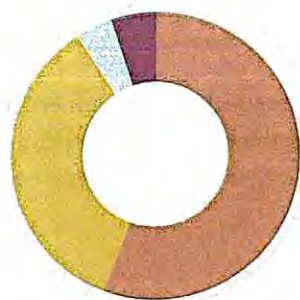
Gli ordini acquisiti dell'anno pari a €722 milioni (€1.401 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente: (i) il contratto per l'utilizzo della piattaforma semisommersibile Scarabeo 7 per la perforazione di almeno dodici pozzi da eseguirsi entro il primo trimestre del 2017 per conto di Eni Muara Bakau BV, in Indonesia; (ii) l'estensione annuale del contratto per conto di Saudi Aramco per il noleggio del jack-up Perro Negro 7 per operazioni in Arabia Saudita; e (iii) l'estensione di due anni del contratto per conto di NDC (National Drilling Company), per il noleggio del mezzo di perforazione auto sollevante Perro Negro 2 per le attività di perforazione nel Golfo Persico, a partire da gennaio 2015.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività relative all'adozione di nuove tecniche e mezzi per il drilling in contesti particolarmente sfidanti come l'Artico.

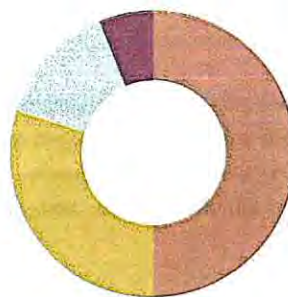
Perforazioni terra

Nel 2014 i ricavi ammontano a €714 milioni, sostanzialmente stabili rispetto al 2013. La minore attività in Sud America e Algeria è stata quasi interamente assorbita dal maggiore volume di attività degli impianti in Arabia Saudita. Gli ordini acquisiti dell'anno di €852 milioni (€887 milioni nel 2013) hanno riguardato principalmente: (i) per diversi clienti in America Latina (principalmente Venezuela e Perù), nuovi contratti per il noleggio di impianti; (ii) per conto di Saudi Aramco, l'estensione annuale per attività in Arabia Saudita per tre impianti già operativi nel Paese e l'assegnazione di contratti della durata di cinque anni per tre ulteriori impianti.

80901/406

Ordini acquisiti
(€17.971 milioni)

- E&C Offshore 56%
- E&C Onshore 35%
- Perforazioni mare 4%
- Perforazioni terra 5%

Portafoglio ordini
(€22.147 milioni)

- E&C Offshore 51%
- E&C Onshore 30%
- Perforazioni mare 13%
- Perforazioni terra 6%

Ordini acquisiti	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
		13.391	10.062	17.971	7.909	78,6
Engineering & Construction Offshore		7.477	5.581	10.043	4.462	79,9
Engineering & Construction Onshore		3.972	2.193	6.354	4.161	..
Perforazioni mare		1.025	1.401	722	(679)	(48,5)
Perforazioni terra		917	887	852	(35)	(3,9)
di cui:						
- Eni		631	1.514	1.434	(80)	(5,3)
- Terzi		12.760	8.548	16.537	7.989	93,5
di cui:						
- Italia		485	547	529	(18)	(3,3)
- Estero		12.906	9.515	17.442	7.927	83,3

Portafoglio ordini	(€ milioni)	31.12.2012	31.12.2013	31.12.2014	Var. ass.	Var. %
		19.739	17.065	22.147	5.082	29,8
Engineering & Construction Offshore		8.721	8.320	11.161	2.841	34,1
Engineering & Construction Onshore		6.701	4.114	6.703	2.589	62,9
Perforazioni mare		3.238	3.390	2.920	(470)	(13,9)
Perforazioni terra		1.079	1.241	1.363	122	9,8
di cui:						
- Eni		2.526	2.261	2.458	197	8,7
- Terzi		17.213	14.804	19.689	4.885	33,0
di cui:						
- Italia		1.719	784	689	(95)	(12,1)
- Estero		18.020	16.281	21.458	5.177	31,8

Investimenti tecnici

Gli investimenti di €694 milioni hanno riguardato principalmente: (i) nell'Engineering & Construction Offshore, il proseguimento dei lavori di costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Brasile nonché lavori di mantenimento e upgrading dei mezzi esistenti; (ii) nell'Engineering & Construction Onshore, l'acquisto di equipment e il mantenimento di asset base; (iii) nel Drilling

Offshore, interventi di rimessa in classe del mezzo di perforazione Perro Negro 7 e della piattaforma semisommersibile Scara-beo 7, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; (iv) nel Drilling Onshore, l'approntamento di due nuovi impianti in Arabia Saudita nonché l'upgrading e il mantenimento dell'asset base.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2012	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		505	373	249	(124)	(33,2)
Engineering & Construction Onshore		66	116	48	(68)	(58,6)
Perforazioni mare		281	172	179	7	4,1
Perforazioni terra		120	210	198	(12)	(5,7)
Altri investimenti		39	31	20	(11)	(35,5)
		1.011	902	694	(208)	(23,1)

Commento ai risultati economico-finanziari

80901/107

I risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di restatement sulla base delle disposizioni dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11, omologate con il Regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, applicati con effetto retroattivo, rettifican-

do i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici 2013 e 2012. Gli effetti quantitativi dell'applicazione in bilancio dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11 sono illustrati nella nota 5 del bilancio consolidato.

Conto economico

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
127.109	Ricavi della gestione caratteristica	114.697	109.847	(4.850)	(4,2)
1.548	Altri ricavi e proventi	1.387	1.101	(286)	(20,6)
(99.674)	Costi operativi	(95.304)	(91.677)	3.627	3,8
(158)	Altri proventi e oneri operativi	(71)	145	216	304,2
(13.617)	Ammortamenti e svalutazioni	(11.821)	(11.499)	322	2,7
15.208	Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)
(1.371)	Proventi (oneri) finanziari	(1.009)	(1.065)	(56)	(5,6)
2.789	Proventi netti su partecipazioni	6.085	490	(5.595)	(91,9)
16.626	Utile prima delle imposte	13.964	7.342	(6.622)	(47,4)
(11.679)	Imposte sul reddito	(9.005)	(6.492)	2.513	27,9
70,2	Tax rate (%)	64,5	88,4	23,9	
4.947	Utile netto - continuing operations	4.959	850	(4.109)	(82,9)
3.732	Utile netto - discontinued operations				..
8.679	Utile netto	4.959	850	(4.109)	(82,9)
	<i>di competenza:</i>				
7.790	Eni:	5.160	1.291	(3.869)	(75,0)
4.200	- continuing operations	5.160	1.291	(3.869)	(75,0)
3.590	- discontinued operations				..
889	Interessenze di terzi:	(201)	(441)	(240)	..
747	- continuing operations	(201)	(441)	(240)	..
142	- discontinued operations				..

Utile netto

Nel 2014 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di €1.291 milioni con una contrazione di €3.869 milioni rispetto al 2013, pari a -75%; l'utile operativo è stato di €7.917 milioni in calo del 10,9%. La gestione industriale è stata penalizzata dalla flessione delle quotazioni del petrolio (-9%) che ha ridotto i ricavi del settore Exploration & Production. Il minore risultato dell'upstream è stato in parte compensato dalla migliorata performance dei settori mid-downstream grazie alle rinegoziazioni dei contratti gas, alle efficienze sui costi e alle azioni di ristrutturazione e ottimizzazione, e nonostante il continuo deterioramento dei fondamentali a causa della debole domanda di commodity,

dell'eccesso di capacità e della pressione competitiva. Inoltre la valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi bond convertibili ha determinato un onere di €221 milioni. Sul risultato dell'esercizio ha pesato la rilevazione di oneri netti per €2.416 milioni che comprendono l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai prezzi correnti, le svalutazioni di immobilizzazioni materiali dovute all'impatto della proiezione di minori prezzi del petrolio a breve-medio termine sulle proprietà Oil & Gas e sui tassi di utilizzo dei rig e altri mezzi navali di Saipem, nonché la rettifica delle attività per imposte anticipate delle società italiane di €976

80901/408

milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni) e alla riduzione del tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax (€476 milioni) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso. Il relativo effetto è stato considerato un adjusting event sulla base delle migliori analisi disponibili al momento in relazione alla recente emanazione della sentenza. Questi oneri sono al netto del provento d'imposta di €824 milioni per

effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla Legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Il confronto con il 2013 è influenzato dalla circostanza che tale esercizio beneficiava della plusvalenza sulla cessione del 20% della scoperta mineraria in Mozambico (€2.994 milioni) e della rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia ceduta nel gennaio 2015 (€1.682 milioni), parzialmente compensati dalla rilevazione di oneri straordinari e su perdita da valutazione scorte di circa €4 miliardi.

Utile netto adjusted

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
4.200	Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	5.160	1.291	(3.869)	(75,0)
(23)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	438	1.008		
2.953	Esclusione special item	(1.168)	1.408		
7.130	Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations ^(a)	4.430	3.707	(723)	(16,3)

(a) Per la definizione e la riconduzione dell'utile netto "adjusted" che esclude gli utili (perdite) di magazzino e gli special item, v. il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €3.707 milioni, con una riduzione di €723 milioni rispetto al 2013, pari al 16,3%, dovuta alla contrazione del risultato dell'upstream, il cui effetto è stato parzialmente compensato dal miglioramento registrato nei business mid e downstream e dalla Saipem. L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €1.008 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €1.408 milioni, assunti dopo la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi relativi alla gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, per una rettifica positiva di €2.416 milioni.

Gli special item dell'utile operativo di €2.197 milioni riguardano principalmente:

- (i) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production (€692 milioni) a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e a medio termine, dei rig e di altri mezzi navali del settore Ingegneria & Costruzioni (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario che si prospetta di bassi prezzi degli idrocarburi, delle reti di distribuzione carburanti nella Repubblica Ceca e in Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti, e degli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a cash generating unit integralmente svalutate in esercizi precedenti per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività;

- (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (oneri di €229 milioni);
- (iii) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€9 milioni) e oneri ambientali (€179 milioni);
- (iv) le plusvalenze sulla cessione di asset non strategici (€28 milioni).

Gli special item non operativi comprendono principalmente, oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special:

- (i) la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€468 milioni);
- (ii) la svalutazione delle imposte differite attive delle società italiane pari a €976 milioni di cui €500 milioni valutati non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri e della riduzione del tax rate prospettico a seguito della dichiarazione di illegittimità della Robin Tax da parte della Corte Costituzionale (€476 milioni);
- (iii) un provento fiscale di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.



8090.1/409

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

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
7.426	Exploration & Production	5.950	4.423	[1.527]	[25,7]
479	Gas & Power	[253]	190	443	..
[181]	Refining & Marketing	[232]	[147]	85	36,6
[395]	Versalis	[338]	[277]	61	18,0
1.111	Ingegneria & Costruzioni	[253]	309	562	..
[247]	Altre attività	[205]	[200]	5	2,4
[977]	Corporate e società finanziarie	[484]	[651]	[167]	[34,5]
661	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(a)	39	152	113	..
7.877	Utile netto adjusted - continuing operations	4.224	3.799	[425]	[10,1]
<i>di competenza:</i>					
747	- interessenze di terzi	[206]	92	298	..
7.130	- azionisti Eni	4.430	3.707	[723]	[16,3]

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

I risultati di Eni sono stati realizzati in uno scenario caratterizzato dal trend ribassista dei prezzi del petrolio a causa della riduzione del riferimento Brent del 9% rispetto al 2013. Anche i prezzi del gas di produzione hanno continuato su trend deboli. Il margine di raffinazione Eni (Standard Eni Refining Margin – SERM), che approssima il sistema e i bilanci di materia delle raffinerie Eni, ha registrato un incremento del 32,1% rispetto ai valori particolarmente depressi del 2013 grazie al calo della quotazione del marker Brent. Tuttavia rimangono i fattori di debolezza strutturale dell'industria di raffinazione europea connessi

alla debolezza della domanda, all'eccesso di capacità e alla crescente pressione competitiva dei raffinatori di Russia, Asia e Stati Uniti con strutture di costo più efficienti. Il mercato del gas continua a essere caratterizzato da debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta. La competizione sul pricing ha continuato a essere intensa tenuto conto degli obblighi minimi di prelievo dei contratti di approvvigionamento take-or-pay e delle ridotte opportunità di vendita. In calo il prezzo spot del gas in Europa che registra un decremento del 22,7% rispetto ai valori del 2013.

2012		2013	2014	Var. %
111,58	Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	108,66	98,99	[8,9]
1,285	Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,328	1,329	0,1
86,83	Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	81,82	74,48	[9,0]
4,12	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	2,43	3,21	32,1
9,48	Prezzo gas NBP ^(d)	10,63	8,22	[22,7]
0,6	Euribor - euro a tre mesi (%)	0,2	0,2	..
0,4	Libor - dollaro a tre mesi (%)	0,3	0,2	[33,3]

[a] In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

[b] Fonte: BCE.

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

[d] In USD per milioni di BTU (British Thermal Unit). Fonte: Platt's Oilgram.

Analisi delle voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
35.874	Exploration & Production	31.264	28.488	(2.776)	(8,9)
36.198	Gas & Power	32.212	28.250	(3.962)	(12,3)
62.531	Refining & Marketing	57.238	56.153	(1.085)	(1,9)
6.418	Versalis	5.859	5.284	(575)	(9,8)
12.799	Ingegneria & Costruzioni	11.598	12.873	1.275	11,0
119	Altre attività	80	78	(2)	(2,5)
1.369	Corporate e società finanziarie	1.453	1.378	(75)	(5,2)
(75)	Effetto eliminazione utili interni	18	54	36	
(28.124)	Elisioni di consolidamento	(25.025)	(22.711)	2.314	
127.109		114.697	109.847	(4.850)	(4,2)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2014 (€109.847 milioni) sono diminuiti di €4.850 milioni rispetto al 2013 (-4,2%) a causa della debolezza dei prezzi degli idrocarburi e del calo complessivo di produzioni e vendite, in parte compensati dall'aumento registrato nel settore Ingegneria & Costruzioni per effetto della ripresa dell'attività rispetto alla contrazione registrata nel 2013.

I ricavi del settore Exploration & Production (€28.488 milioni) sono diminuiti di €2.776 milioni (-8,9%) per effetto dei minori prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (-8,9%).

I ricavi del settore Gas & Power (€28.250 milioni) sono diminuiti di €3.962 milioni (-12,3%) per effetto del deterioramento dei prezzi di vendita in Italia che riflette la debole domanda, la pressione competitiva e l'allineamento dei prezzi delle forniture

Costi operativi

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
95.034	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	90.003	86.340	(3.663)	(4,1)
1.154	di cui: - altri special item	539	171	(368)	(68,3)
4.640	Costo lavoro	5.301	5.337	36	0,7
64	di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro	270	9	(261)	(96,7)
99.674		95.304	91.677	(3.627)	(3,8)

I costi operativi sostenuti nel 2014 (€91.677 milioni) sono diminuiti di €3.627 milioni rispetto al 2013, pari al 3,8%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€86.340 milioni) sono diminuiti del 4,1% (-€3.663 milioni) per effetto della riduzione del costo degli idrocarburi approvvigionati (gas da contratti long-term, cariche petrolifere e petrolchimiche) nonché degli effetti una tantum delle rinegoziazioni dei contratti gas relativi a volumi approvvigionati in precedenti esercizi.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi includono special item di €171 milioni (€539 milioni nel 2013) relativi ad accanto-

re di breve temine alle quotazioni spot continentali, nonché le minore vendite nei mercati target europei (-1,1%).

I ricavi del settore Refining & Marketing (€56.153 milioni) sono diminuiti di €1.085 milioni (-1,9%) per effetto della flessione dei prezzi di vendita dei prodotti e del calo delle vendite (-480 mila tonnellate rispetto al 2013, pari al 5%).

I ricavi di Versalis (€5.284 milioni) sono diminuiti di €575 milioni rispetto al 2013 (-9,8%) per effetto del calo dei prezzi delle commodity (-3%) e della riduzione dei volumi venduti (-8,5%) a causa del debole andamento della domanda.

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni (€12.873 milioni) sono aumentati di €1.275 milioni (+11%) per effetto della maggiore attività operativa.

namenti per rischi ambientali e su contratti operosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni. Gli special item del 2013 erano relativi principalmente ad accantonamenti per rischi ambientali e su contratti operosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni.

Il costo lavoro (€5.337 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto all'esercizio precedente (+€36 milioni, pari al +0,7%) per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero, in particolare nel settore Ingegneria & Costruzioni assorbito dai minori costi per esodi agevolati.

80901/1/10



80901/111

Ammortamenti e svalutazioni

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
7.985	Exploration & Production	7.810	8.473	663	8,5
480	Gas & Power	413	334	(79)	(19,1)
366	Refining & Marketing	345	283	(62)	(18,0)
90	Versalis	95	99	4	4,2
683	Ingegneria & Costruzioni	721	737	16	2,2
1	Altre attività	1	1		
65	Corporate e società finanziarie	61	69	8	13,1
(25)	Effetto eliminazione utili interni	(25)	(26)	(1)	
9.645	Totale ammortamenti	9.421	9.970	549	5,8
3.972	Svalutazioni	2.400	1.529	(871)	(36,3)
13.617		11.821	11.499	(322)	(2,7)

Gli ammortamenti (€9.970 milioni) sono aumentati di €549 milioni (+5,8%) rispetto al 2013 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013.

Le svalutazioni (€1.529 milioni) hanno riguardato principalmente proprietà Oil & Gas a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e medio termine (€692 milioni), i mezzi di perforazione e navali del settore Ingegneria & Costruzioni (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario che

si prospetta di bassi prezzi di idrocarburi, le reti di distribuzione di carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'interest Eni nella joint venture di raffinazione che assicura il supply a tali reti, gli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. Svalutazioni marginali sono state registrate nei settori Gas & Power e Versalis su linee di business marginali prive di prospettive di reddito.

L'analisi delle svalutazioni per settore di attività è la seguente:

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
547	Exploration & Production	19	690	671	..
2.443	Gas & Power	1.685	25	(1.660)	(98,5)
843	Refining & Marketing	633	284	(349)	(55,1)
112	Versalis	44	96	52	..
25	Ingegneria & Costruzioni		420	420	..
2	Altre attività	19	14	(5)	(26,3)
3.972		2.400	1.529	(871)	(36,3)

Utile operativo

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

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
18.470	Exploration & Production	14.868	10.766	(4.102)	(27,6)
(3.125)	Gas & Power	(2.967)	186	3.153	..
(1.264)	Refining & Marketing	(1.492)	(2.229)	(737)	(49,4)
(681)	Versalis	(725)	(704)	21	2,9
1.453	Ingegneria & Costruzioni	(98)	18	116	..
(300)	Altre attività	(337)	(272)	65	19,3
(341)	Corporate e società finanziarie	(399)	(246)	153	38,3
996	Effetto eliminazione utili interni	38	398	360	
15.208	Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)

Utile operativo adjusted

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

80901 | 412

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
15.208	Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)
(17)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	716	1.460		
4.692	Esclusione special item	3.046	2.197		
19.883	Utile operativo adjusted	12.650	11.574	(1.076)	(8,5)
	Dettaglio per settore di attività:				
18.537	Exploration & Production	14.643	11.551	(3.092)	(21,1)
398	Gas & Power	(638)	310	948	..
(289)	Refining & Marketing	(457)	(208)	249	54,5
(483)	Versalis	(386)	(346)	40	10,4
1.485	Ingegneria & Costruzioni	(99)	479	578	..
(222)	Altre attività	(210)	(178)	32	15,2
(325)	Corporate e società finanziarie	(332)	(265)	67	20,2
782	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	129	231	102	
19.883		12.650	11.574	(1.076)	(8,5)

L'**utile operativo adjusted**, che esclude la perdita di magazzino di €1.460 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di €2.197 milioni, ammonta a €11.574 milioni con una riduzione di €1.076 milioni rispetto al 2013, pari all'8,5%, per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nel settore **Exploration & Production** (-€3.092 milioni, pari al 21,1%) dovuto alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e ai maggiori ammortamenti determinati dagli avvisi e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013.

Il calo della E&P è stato attenuato dai benefici della rinegoziazione dei contratti gas e delle azioni di ristrutturazione ed efficienza nei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Versalis con un impatto migliorativo complessivo di €1.237 milioni; in particolare:

- **Gas & Power** ha registrato un miglioramento di €948 milioni rispetto al 2013 per effetto delle rinegoziazioni nel biennio 2013-2014 di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term compresi gli effetti una tantum relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013, effetto parzialmente compensato dalla flessione dei prezzi del gas e

dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione competitiva;

- **Refining & Marketing** dimezza la perdita operativa rispetto a quella dell'esercizio precedente grazie al notevole miglioramento dello scenario nel quarto trimestre dovuto al recupero dei margini rispetto ai valori depressi di un anno fa, in un contesto in cui permangono tuttavia i fattori di debolezza strutturale dell'industria in particolare nell'area del Mediterraneo, e agli effetti delle azioni di efficienza e ottimizzazione in particolare con l'avvio della Green Refinery di Venezia e la fermata di linee non più economiche;
- **Ingegneria & Costruzioni** con un miglioramento di €578 milioni per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse;
- **Versalis** migliora del 10,4% la performance operativa grazie al miglioramento dei margini nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Sul contenimento della perdita hanno inciso le azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto chimica verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche.

80901/113

Proventi (oneri) finanziari netti

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
(934)	Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(827)	(844)	(17)
(986)	- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(923)	(922)	1
28	- Interessi attivi verso banche	43	26	(17)
	- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24	20
24	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	49	28	(21)
(252)	Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(92)	162	254
(138)	- Strumenti finanziari derivati su valute	(91)	48	139
(88)	- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	40	46	6
(26)	- Opzioni	(41)	68	109
131	Differenze di cambio	37	(250)	(287)
(466)	Altri proventi (oneri) finanziari	(297)	(296)	1
54	- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	61	74	13
(308)	- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(240)	(293)	(53)
(212)	- Altri proventi (oneri) finanziari	(118)	(77)	41
(1.521)		(1.179)	(1.228)	(49)
150	Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	170	163	(7)
(1.371)		(1.009)	(1.065)	(56)

Gli oneri finanziari netti di €1.065 milioni aumentano di €56 milioni rispetto al 2013. La variazione negativa delle differenze di cambio per €287 milioni è stata in parte assorbita da proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+€139 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge

accounting previsto dallo IAS 39, nonché dall'effetto positivo (+€109 milioni) determinato dalla riduzione della passività rilevata nell'esercizio precedente relativa alla valutazione a fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili in azioni di Snam e Galp dovuto all'approssimarsi della scadenza e al prezzo di borsa delle azioni che rendono le opzioni out-of-the-money.

Proventi netti su partecipazione

L'analisi dei proventi netti su partecipazioni relativa al 2014 è illustrata nella tabella seguente:

2014 (€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Ingegneria & Costruzioni	Altri settori	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	42	8	21	(2)	121
Dividendi	260		59		66	385
Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni		64		3	96	163
Altri proventi (oneri) netti	1	12	29		(221)	(179)
	313	118	96	24	(61)	490

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €490 milioni e riguardano principalmente: (i) i dividendi da partecipazioni valutate al costo (€385 milioni) in particolare dalla Nigeria LNG Ltd (€247 milioni); (ii) le quote di competenza dei risultati netti delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€121 milioni), principalmente nei settori Exploration & Production e Gas & Power; le plusvalenze net-

te da cessione di partecipazioni (€163 milioni) realizzate con la cessione della quota dell'8% in Galp pari a €96 milioni, con la cessione della quota Eni nella EnBW-Eni e in South Stream Transport BV. Gli altri oneri netti si riferiscono principalmente alla valutazione ai prezzi di borsa alla chiusura dell'esercizio delle azioni Galp e Snam (complessivamente un onere di €221 milioni) al servizio dei prestiti obbligazionari convertibili.

80901/414

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

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
186	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	222	121	(101)
431	Dividendi	400	385	(15)
349	Plusvalenze nette da cessione di partecipazioni	3.598	163	(3.435)
1.823	Altri proventi (oneri) netti	1.865	(179)	(2.044)
2.789		6.085	490	(5.595)

Rispetto al 2013 la riduzione dei proventi netti su partecipazioni è attribuibile alle plusvalenze da cessione (-€3.435 milioni) riferite all'operazione in Mozambico (€3.359 milioni) e alla rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia (€1.682 milioni) per

effetto della cessazione del controllo congiunto alla data di bilancio per il verificarsi di tutte le condizioni sospensive dell'efficacia dello SPA con Gazprom, il cui incasso è avvenuto insieme alla cessione nel gennaio 2014.

Imposte sul reddito

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
	Utile ante imposte			
(781)	Italia	(3.885)	(1.994)	1.891
17.407	Estero	17.849	9.336	(8.513)
16.626		13.964	7.342	(6.622)
	Imposte sul reddito			
938	Italia	306	(315)	(621)
10.741	Estero	8.699	6.807	(1.892)
11.679		9.005	6.492	(2.513)
	Tax rate (%)			
..	Italia	
61,7	Estero	48,7	72,9	24,2
70,2		64,5	88,4	23,9

Le **imposte sul reddito** (€6.492 milioni) sono diminuite di €2.513 milioni. In particolare sono state registrate minori imposte correnti dalle imprese estere del settore Exploration & Production per effetto della riduzione dell'utile ante imposte e del provento d'imposta di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalla svalutazione di attività per imposte anticipate delle società italiane di €976 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni) e al minore tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax (€476 milioni) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale

sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso.

Il tax rate adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto dell'utile/perdita di magazzino e degli special item, è del 65,5%, in leggero calo rispetto al 2013 (66,5%) per effetto della minore incidenza sull'utile ante imposte di gruppo del settore Exploration & Production, soggetto ad aliquote particolarmente elevate i cui effetti sono stati sostanzialmente compensati dalla indeducibilità degli oneri di €221 milioni derivanti dalla valutazione al prezzo di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam e dall'aumento del tax rate nel settore E&P per via della maggiore incidenza dei Paesi a maggiore fiscalità.

Utile netto delle interessenze di terzi

La perdita netta delle interessenze di terzi (€441 milioni) riguarda principalmente Saipem SpA.

80901/425

Risultati per settore di attività¹

Exploration & Production

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
18.470	Utile operativo	14.868	10.766	[4.102]	(27,6)
67	Esclusione special item:	[225]	785		
550	- svalutazioni di asset e altre attività	19	692		
[542]	- plusvalenze nette su cessione di asset	[283]	[76]		
7	- accantonamenti a fondo rischi	7	[5]		
6	- oneri per incentivazione all'esodo	52	24		
1	- derivati su commodity	[2]	[28]		
[9]	- differenze e derivati su cambi	[2]	6		
54	- altro	[16]	172		
18.537	Utile operativo adjusted	14.643	11.551	[3.092]	(21,1)
[264]	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	[264]	[287]	[23]	
436	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	323	[44]	
[11.283]	Imposte sul reddito ^(a)	[8.796]	[7.164]	1.632	
60,3	Tax rate (%)	59,7	61,8	2,1	
7.426	Utile netto adjusted	5.950	4.423	[1.527]	(25,7)
	I risultati includono:				
8.532	ammortamenti e svalutazioni di asset di cui:	7.829	9.163	1.334	17,0
1.835	ammortamenti di ricerca esplorativa	1.736	1.589	[147]	(8,5)
1.457	- costi di perforazione pozzi esplorativi e altro	1.373	1.221	[152]	(11,1)
378	- costi di prospezioni e studi geologici e geofisici	363	368	5	1,4
	Prezzi medi di realizzo				
102,58	Petrolio ^(b) (\$/barile)	99,44	88,71	[10,73]	(10,8)
251,67	Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi)	256,57	242,80	[13,77]	(5,4)
73,39	Idrocarburi (\$/boe)	71,87	65,49	[6,38]	(8,9)

(a) Escludono gli special item.

(b) Include condensati.

Nel 2014 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo adjusted di €11.551 milioni con una riduzione di €3.092 milioni rispetto all'esercizio 2013, pari al 21,1%, per effetto della riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e dei maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013, con il conseguimento del plateau produttivo nel 2014.

Gli special item dell'utile operativo adjusted di €785 milioni hanno riguardato principalmente: (i) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas (€692 milioni) per effetto della proiezione di minori prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine, nonché per la decisione del

management di non allocare ulteriori risorse finanziarie nello sviluppo di un progetto estero; (ii) oneri per incentivazione all'esodo (€24 milioni); (iii) il fair value di derivati impliciti nelle formule prezzo di fornitura del gas di produzione (provento di €28 milioni); (iv) oneri diversi di €172 milioni relativi in particolare alla radiazione di attrezzature industriali non più in uso.

L'utile netto adjusted di €4.423 milioni è diminuito di €1.527 milioni, pari al 25,7%, rispetto al 2013 per effetto del peggioramento della performance operativa, dei minori proventi su partecipazioni, nonché dell'incremento di circa 2 punti percentuali del tax rate adjusted.

[1] Per la definizione e la determinazione dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted utilizzati nel commento dei risultati di Gruppo e dei settori di attività si veda il paragrafo "Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted".

8090.1/416

Gas & Power

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(3.125)	Utile operativo	(2.967)	186	3.153	..
163	Esclusione (utile) perdita di magazzino	191	(119)		
3.360	Esclusione special item:	2.138	243		
2.443	- svalutazioni	1.685	25		
(3)	- plusvalenze nette su cessioni di asset	1			
831	- accantonamento a fondo rischi	292	(42)		
(2)	- oneri ambientali	(1)			
5	- oneri per incentivazione all'esodo	10	11		
	- derivati su commodity	314	(43)		
(52)	- differenze e derivati su cambi	(186)	228		
138	- altro	23	64		
398	Utile operativo adjusted	(638)	310	948	..
67	Mercato	(818)	155	973	..
331	Trasporto internazionale	180	155	(25)	(13,9)
11	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	14	7	(7)	
233	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	70	49	(21)	
(163)	Imposte sul reddito ^(a)	301	(176)	(477)	
25,4	Tax rate (%)	..	48,1		
479	Utile netto adjusted	(253)	190	443	..

(a) Escludono gli special item.

Nel 2014 il settore Gas & Power ha registrato l'utile operativo adjusted di €310 milioni, che si confronta con la perdita operativa adjusted di €638 milioni registrata nel 2013 (+€948 milioni) per effetto della migliorata competitività del business grazie alle rinegoziazioni nel biennio 2013-2014 di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term compresi gli effetti una tantum relativi alla rinegoziazione di forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013. Positivo anche il contributo delle vendite internazionali di GNL. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla continua flessione dei prezzi di vendita del gas e dell'energia elettrica dovuta alla debolezza della domanda e alla perdurante pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta e dalla liquidità del mercato, nonché dall'adeguamento delle tariffe di vendita al mercato residenziale regolato.

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted ammontano a €243 milioni e si riferiscono alla componente valutativa dei derivati su commodity e cambio correlato (proventi di €43 milioni), alla riclassifica nel risultato adjusted di €228 milioni relativi alle differenze e ai derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity e delle esposizioni commerciali aventi natura non finanziaria, nonché a svalutazioni di asset minori (€25 milioni).

L'utile netto adjusted di €190 milioni con un miglioramento di €443 milioni rispetto al 2013, per effetto della migliore performance operativa in parte compensata dai minori risultati delle partecipate valutate all'equity.

Altre misure di performance

Di seguito si riporta l'EBITDA pro-forma adjusted² del settore Gas & Power e il dettaglio per area di business:

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
1.137	EBITDA proforma adjusted	(28)	760	788	..
631	Mercato	(346)	467	813	..
506	Trasporto internazionale	318	293	(25)	(7,9)

(2) L'EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization charges) adjusted è calcolato come somma dell'utile operativo adjusted, rettificato per quanto attiene agli effetti dei derivati su commodity come di seguito indicato, e degli ammortamenti su base pro-forma includendo il 100% dell'EBITDA delle società consolidate e la quota di competenza Eni dell'EBITDA delle società collegate. Il management ritiene che l'EBITDA adjusted rappresenti una misura alternativa importante nella valutazione della performance del settore Gas & Power tenuto conto delle caratteristiche di questo business che lo rendono simile a un'utility. In tale ambito, l'EBITDA adjusted consente agli analisti e agli investitori di apprezzare meglio la performance relativa del settore Gas & Power Eni rispetto alle altre utility europee e di disporre dell'indicatore maggiormente utilizzato nelle valutazioni delle utility. L'EBITDA adjusted non è previsto dagli IFRS.

80901/17

Refining & Marketing

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(1.264)	Utile operativo	(1.492)	(2.229)	(737)	(49,4)
(29)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	221	1.576		
1.004	Esclusione special item:	814	445		
846	- svalutazioni	633	284		
5	- plusvalenze nette su cessione di asset	(9)	(2)		
49	- accantonamenti a fondo rischi				
40	- oneri ambientali	93	111		
19	- oneri per incentivazione all'esodo	91	(6)		
	- derivati su commodity	5	42		
(8)	- differenze e derivati su cambi	(2)	(9)		
53	- altro	3	25		
(289)	Utile operativo adjusted	(457)	(208)	249	54,5
(14)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(6)	(9)	(3)	
43	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	56	67	11	
79	Imposte sul reddito ^(a)	175	3	(172)	
(181)	Utile netto adjusted	(232)	(147)	85	36,6

(a) Escludono gli special item.

Nel 2014 il settore Refining & Marketing ha registrato la perdita operativa adjusted di €208 milioni, più che dimezzata rispetto allo scorso esercizio nonostante il persistere di deboli fondamentali dovuti all'andamento stagnante della domanda di carburanti e all'eccesso di capacità e offerta di prodotto. Tale risultato riflette il parziale recupero del margine di raffinazione con un netto incremento rispetto ai valori depressi dello scorso esercizio (+32,1% il margine indicatore Eni – Standard Eni Refining Margin – SERM, che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni) grazie anche al calo delle quotazioni del greggio, nonché le iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e dei costi generali, e le ristrutturazioni di capacità compreso l'avvio del progetto Green Refinery presso Venezia. I risultati del Marketing hanno registrato una sostanziale tenuta rispetto all'analogo periodo dello scorso anno nonostante la contrazione dei consumi e l'intensificarsi della pressione competitiva.

Gli special item esclusi dall'utile operativo adjusted di €445 milioni hanno riguardato principalmente le svalutazioni di investimenti di periodo su asset privi di redditività e l'adeguamento al previsto prezzo di vendita di alcune reti di distribuzione in corso di cessione (€284 milioni), la componente valutativa dei derivati su commodity (oneri di €42 milioni) e gli oneri ambientali (€111 milioni), nonché la riclassifica nell'utile operativo di un provento da differenze e derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria (€9 milioni).

La perdita netta adjusted si attesta a €147 milioni, in miglioramento di €85 milioni rispetto alla perdita registrata nel 2013 (-€232 milioni) per effetto delle minori perdite operative e della migliore performance partecipativa.

80901/128

Versalis

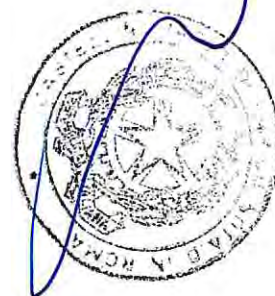
2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(681)	Utile operativo	(725)	(704)	21	2,9
63	Esclusione (utile) perdita di magazzino	213	170		
135	Esclusione special item:	126	188		
112	- svalutazioni	44	96		
1	- plusvalenze nette su cessione di asset		45		
18	- accantonamenti a fondo rischi	4			
	- oneri ambientali	61	27		
14	- oneri per incentivazione all'esodo	23			
1	- derivati su commodity	(1)	4		
(11)	- differenze e derivati su cambi	(5)	4		
	- altro		12		
(483)	Utile operativo adjusted	(386)	(346)	40	10,4
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(2)	(3)	(1)	
2	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(3)	(3)	
89	Imposte sul reddito ^(a)	50	75	25	
(395)	Utile netto adjusted	(338)	(277)	61	18,0

(a) Escludono gli special item.

Nel 2014 il settore ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €346 milioni con una diminuzione di €40 milioni rispetto al 2013 (+10,4%) per effetto del miglioramento dei margini su intermedi e polietilene nonostante la perdurante debolezza della domanda dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Sul contenimento della perdita hanno inciso le azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto chimica verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche.

Gli **special item** esclusi dalla perdita operativa di €188 milioni di oneri netti si riferiscono essenzialmente a svalutazioni di linee di business marginali prive di prospettive di reddito (€96 milioni), minusvalenze nette su cessione di asset (€45 milioni), nonché a oneri ambientali (€27 milioni).

La **perdita netta adjusted** di €277 milioni ha registrato un miglioramento di €61 milioni rispetto al 2013 (+18,0%).



8090.11.1419

Ingegneria & Costruzioni

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
1.453	Utile operativo	(98)	18	116	..
32	Esclusione special item:	(1)	461		
25	- svalutazioni		420		
3	- plusvalenze nette su cessione di asset	107	2		
7	- oneri per incentivazione all'esodo	2	5		
(3)	- derivati su commodity	(1)	9		
	- accantonamenti a fondo rischi		25		
	- altri	(109)			
1.485	Utile operativo adjusted	(99)	479	578	..
(7)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(5)	(6)	(1)	
46	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	2	21	19	
(413)	Imposte sul reddito ^(a)	(151)	(185)	(34)	
27,1	Tax rate (%)	..	37,4		
1.111	Utile netto adjusted	(253)	309	562	..

(a) Escludono gli special item.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha chiuso l'esercizio 2014 con l'**utile operativo adjusted** di €479 milioni, realizzato in un contesto competitivo difficile e influenzato dalla minore redditività di alcuni contratti acquisiti in passati esercizi ancora presenti in portafoglio. Rispetto al 2013, che chiudeva in perdita di €99 milioni, si evidenzia un miglioramento di €578 milioni che riflette l'effetto di perdite straordinarie riconosciute nel 2013 relative alla revisione di stima di alcune commesse a marginalità negativa.

Gli **special item** dell'utile operativo si riferiscono essenzialmente alla svalutazione di alcuni mezzi di perforazione e navali (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario di prezzi deboli nel settore Oil & Gas nel breve e medio termine.

L'**utile netto adjusted** di €309 milioni, in miglioramento di €562 milioni rispetto alla perdita di €253 milioni registrata nel 2013, riflette le citate revisioni di stima rilevate nello scorso esercizio.

80901/420

Altre attività³

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(300)	Utile operativo	(337)	(272)	65	19,3
78	Esclusione special item:	127	94		
2	- svalutazioni	19	14		
(12)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(3)	3		
35	- accantonamenti a fondo rischi	31	7		
25	- oneri ambientali	52	41		
2	- oneri per incentivazione all'esodo	20	(3)		
26	- altro	8	32		
(222)	Utile operativo adjusted	(210)	(178)	32	15,2
(24)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	4	(22)	(26)	
(1)	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1		(1)	
	Imposte sul reddito ^{(a)(b)}				
(247)	Utile netto adjusted	(205)	(200)	5	2,4

(a) Escludono gli special item.

(b) Le imposte differite attive di Syndial sono stanziare dalla società controllante Eni SpA sulla base degli accordi del consolidato fiscale nazionale in essere.

Corporate e società finanziarie⁴

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
(341)	Utile operativo	(399)	(246)	153	38,3
16	Esclusione special item:	67	(19)		
5	- accantonamenti a fondo rischi		5		
11	- oneri per incentivazione all'esodo	72	(22)		
	- altro	(5)	(2)		
(325)	Utile operativo adjusted	(332)	(265)	67	20,2
(867)	Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(571)	(542)	29	
99	Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	290	(156)	(446)	
116	Imposte sul reddito ^(a)	129	312	183	
(977)	Utile netto adjusted	(484)	(651)	(167)	(34,5)

(a) Escludono gli special item.



(3) Non include i risultati di Snam per il 2012.

(4) Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività".

80901/uz1

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane (27,5%). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

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

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come

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

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

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

80901/622

2014

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
(€ milioni)									
Utile operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)	(272)	398	7.917
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(119)	1.576	170				(167)	1.460
Esclusione special item:									
- svalutazioni	692	25	284	96	420		14		1.531
- plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(2)	45	2		3		(28)
- accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)			25	5	7		(10)
- oneri ambientali			111	27			41		179
- oneri per incentivazione all'esodo	24	11	(6)		5	(22)	(3)		9
- derivati su commodity	(28)	(43)	42	4	9				(16)
- differenze e derivati su cambi	6	228	(9)	4					229
- altro	172	64	25	12		(2)	32		303
Special item dell'utile operativo	785	243	445	188	461	(19)	94		2.197
Utile operativo adjusted	11.551	310	(208)	(346)	479	(265)	(178)	231	11.574
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(287)	7	(9)	(3)	(6)	(542)	(22)		(862)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	323	49	67	(3)	21	(156)			301
Imposte sul reddito ^(a)	(7.164)	(176)	3	75	(185)	312		(79)	(7.214)
Tax rate [%]	61,8	48,1	..		37,4				65,5
Utile netto adjusted	4.423	190	(147)	(277)	309	(651)	(200)	152	3.799
di competenza:									
- interessenze di terzi									92
- azionisti Eni									3.707
Utile netto di competenza azionisti Eni									1.291
Esclusione (utile) perdita di magazzino									1.008
Esclusione special item									1.408
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									3.707

(a) Escludono gli special item.



2013

80901/423

[€ milioni]	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(399)	(337)	38	8.888
Esclusione (utile) perdita di magazzino		191	221	213				91	716
Esclusione special item:									
- svalutazioni	19	1.685	633	44			19		2.400
- plusvalenze nette su cessione di asset	(283)	1	(9)		107		(3)		(187)
- accantonamenti a fondo rischi	7	292		4			31		334
- oneri ambientali		(1)	93	61			52		205
- oneri per incentivazione all'esodo	52	10	91	23	2	72	20		270
- derivati su commodity	(2)	314	5	(1)	(1)				315
- differenze e derivati su cambi	(2)	(186)	(2)	(5)					(195)
- altro	(16)	23	3		(109)	(5)	8		(96)
Special item dell'utile operativo	(225)	2.138	814	126	(1)	67	127		3.046
Utile operativo adjusted	14.643	(638)	(457)	(386)	(99)	(332)	(210)	129	12.650
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(264)	14	(6)	(2)	(5)	(571)	4		(830)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	367	70	56		2	290	1		786
Imposte sul reddito ^(a)	(8.796)	301	175	50	(151)	129		(90)	(8.382)
Tax rate (%)	59,7	"	"	"	"	"	"	"	66,5
Utile netto adjusted	5.950	(253)	(232)	(338)	(253)	(484)	(205)	39	4.224
di competenza:									
- interessenze di terzi									(206)
- azionisti Eni									4.430
Utile netto di competenza azionisti Eni									5.160
Esclusione (utile) perdita di magazzino									438
Esclusione special item									(1.168)
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									4.430

(a) Escludono gli special item.

80901/424

2012

(€ milioni)	ALTRE ATTIVITÀ ^(a)									DISCONTINUED OPERATIONS				CONTINUING OPERATIONS
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Snam	Elisioni Infragrappo	Totale	
Utile operativo	18.470	(3.125)	(1.264)	(681)	1.453	(341)	1.679	(300)	208	16.099	(1.679)	788	(891)	15.208
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
Esclusione special item:														
- svalutazioni	550	2.443	846	112	25			2		3.978				3.978
- plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)
- accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945
- oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
- oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64
- derivati su commodity	1			1	(3)					(1)				(1)
- differenze e derivati su cambi	(9)	(52)	(8)	(11)						(80)				(80)
- altro	54	138	53					26		271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.360	1.004	135	32	16	51	78		4.743	(51)		(51)	4.692
Utile operativo adjusted	18.537	398	(289)	(483)	1.485	(325)	1.730	(222)	(6)	20.825	(1.730)	788	(942)	19.883
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(264)	11	(14)	(3)	(7)	(867)	(54)	(24)		(1.222)	54		54	(1.168)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	233	43	2	46	99	38	(1)		896	(38)		(38)	858
Imposte sul reddito ^(b)	(11.283)	(163)	79	89	(413)	116	(712)		2	(12.285)	712	(123)	589	(11.696)
Tax rate (%)	60,3	25,4	..		27,1		41,5			59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.426	479	(181)	(395)	1.111	(977)	1.002	(247)	(4)	8.214	(1.002)	665	(337)	7.877
di competenza:														
- interessenze di terzi										889			(142)	747
- azionisti Eni										7.325			(195)	7.130
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.790			(3.590)	(4.200)
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.325			(195)	7.130

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.
(b) Escludono gli special item.



80901/625

Dettaglio degli special item

2012	(€ milioni)	2013	2014
4.743	Special item dell'utile operativo	3.046	2.197
3.978	- svalutazioni	2.400	1.531
(570)	- plusvalenze nette su cessione di asset	(187)	(28)
945	- accantonamenti a fondo rischi	334	(10)
134	- oneri ambientali	205	179
66	- oneri per incentivazione all'esodo	270	9
(1)	- derivati su commodity	315	(16)
(80)	- differenze e derivati su cambi	(195)	229
271	- altro	(96)	303
203	Oneri (proventi) finanziari	179	203
	di cui:		
80	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile operativo	195	(229)
(5.373)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(5.299)	(189)
	di cui:		
(2.354)	plusvalenze da cessione	(3.599)	(159)
	di cui:		
	plusvalenza cessione 28,57% di Eni East Africa	(3.359)	
(311)	Galp	(98)	(96)
(2.019)	Snam	(75)	
	South Stream		(54)
(3.151)	plusvalenze da rivalutazione di partecipazioni	(1.682)	
	di cui:		
(1.700)	Galp		
(1.451)	Snam		
	Artic Russia	(1.682)	
191	svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	11	(38)
(15)	Imposte sul reddito	901	(270)
	di cui:		
803	- svalutazione imposte anticipate imprese italiane	954	976
	- altri proventi netti di imposta		(824)
	- adeguamento fiscalità differite su PSA	490	69
147	- linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro	64	(12)
(965)	- fiscalità su special item	(607)	(479)
(442)	Totale special item dell'utile netto	(1.173)	1.941
	di competenza:		
	- interessenze di terzi	(5)	533
(442)	- azionisti Eni	(1.168)	1.408

Dettaglio delle svalutazioni

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
2.633	Svalutazione asset materiali/immateriali	2.290	1.542	(748)
1.342	Svalutazione goodwill	333	51	(282)
(3)	Rivalutazioni	(223)	(64)	159
3.972	Sub totale	2.400	1.529	(871)
6	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti		2	2
3.978	Totale svalutazioni	2.400	1.531	(869)

80901/426

Stato patrimoniale riclassificato

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

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

Stato patrimoniale riclassificato^(a)

(€ milioni)	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	63.763	71.962	8.199
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.573	1.581	(992)
Attività immateriali	3.876	3.645	(231)
Partecipazioni	6.180	5.130	(1.050)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.339	1.861	522
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.255)	(1.971)	(716)
	76.476	82.208	5.732
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	7.939	7.555	(384)
Crediti commerciali	21.212	19.709	(1.503)
Debiti commerciali	(15.584)	(15.015)	569
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.062)	(1.865)	1.197
Fondi per rischi e oneri	(13.120)	(15.898)	(2.778)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.274	222	(1.052)
	(1.341)	(5.292)	(3.951)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.279)	(1.313)	(34)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2.156	291	(1.865)
CAPITALE INVESTITO NETTO	76.012	75.894	(118)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	58.210	59.754	1.544
Interessenze di terzi	2.839	2.455	(384)
Patrimonio netto	61.049	62.209	1.160
Indebitamento finanziario netto	14.963	13.685	(1.278)
COPERTURE	76.012	75.894	(118)

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

Il deprezzamento registrato nel cambio puntuale euro/dollaro rispetto al 31 dicembre 2013 (cambio EUR/USD 1,214 al 31 dicembre 2014, contro 1,379 al 31 dicembre 2013, -12%) ha determinato, nella conversione dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro ai cambi del 31 dicembre 2014, un aumento del capitale investito netto di €5.145 milioni, del patrimonio netto di €5.008 milioni e dell'indebitamento finanziario netto di €137 milioni.

Il **capitale immobilizzato** (€82.208 milioni) è aumentato di €5.732 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto, oltre che del movimento dei cambi, degli investimenti tecnici (€12.240 milioni) e della revisione delle stime dei costi di abbandono e ripristino siti nel settore Exploration & Production principalmente per effetto tassi (+€2.112 milioni), parzialmente assorbiti dagli ammortamenti e svalutazioni dell'esercizio (€11.499 milioni), dalla riduzione della voce "Partecipazioni" (-€1.050 milioni) per effetto della cessione di Galp e dell'adeguamento dell'interest residuo al prezzo di borsa e della cessione di altre partecipazioni (South Stream, EnBw-Eni), nonché dal minor valore delle scorte d'obbligo per effetto del calo dei prezzi petroliferi (€992 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€5.292 milioni) è diminuito di €3.951 milioni per effetto principalmente: i) della riduzione delle altre attività nette (-€1.052 milioni) dovuto alla minore esposizione verso i partner in joint venture nel settore E&P, nonché alla riduzione del deferred cost a seguito del prelievo di una parte significativa dei volumi di gas prepagato in esercizi precedenti in attivazione della clausola di take-or-pay grazie al recupero ottenuto con le negoziazioni e altre iniziative gestionali; ii) della riduzione delle rimanenze di greggi e prodotti petroliferi (-€384 milioni) il cui valore è stato allineato ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio; iii) della riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (-€934 milioni) principalmente nel settore E&P grazie in particolare alle azioni per il recupero di crediti scaduti per forniture di idrocarburi a società egiziane petrolifere nazionali. I debiti tributari e fondo imposte netto sono diminuiti a seguito dell'iscrizione del provento d'imposta di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009 e dello stanziamento di minori imposte correnti dalle

80901/427

imprese estere del settore Exploration & Production per effetto della contrazione dei redditi imponibili, parzialmente compensati dalla svalutazione delle attività per imposte anticipate delle società italiane in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri e al minor tax rate prospettico italiano (€976 milioni).

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili (€291 milioni) riguardano principalmente le reti di distribuzione di carburanti in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania e la relativa quota di capacità di raffinazione locale i cui rispettivi valori di libro sono stati allineati al previsto prezzo di cessione.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità

e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

(€ milioni)	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.560	25.891	331
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.685	6.575	1.890
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.875	19.316	(1.559)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.431)	(6.614)	(1.183)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.037)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(129)	(555)	(426)
Indebitamento finanziario netto	14.963	13.685	(1.278)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	61.049	62.209	1.160
Leverage	0,25	0,22	(0,03)

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2014 è pari a €13.685 milioni, in calo di €1.278 milioni rispetto al 2013.

scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.859 milioni) e €19.316 milioni a lungo termine.

I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a €25.891 milioni, di cui €6.575 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in

Il leverage – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – è pari allo 0,22 al 31 dicembre 2014, rispetto allo 0,25 al 31 dicembre 2013.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	2013	2014
Utile netto	4.959	850
Altre componenti dell'utile complessivo:		
Componenti senza reversal a conto economico:	22	(57)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	65	(82)
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto afferenti a valutazioni di piani a benefici definiti</i>	(3)	3
<i>Effetto fiscale</i>	(40)	22
Componenti con reversal a conto economico:	(2.071)	4.805
<i>Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(1.871)	5.008
<i>Variazione e reversal fair value di partecipazioni disponibili per la vendita</i>	(64)	(77)
<i>Variazione e reversal fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(198)	(167)
<i>Variazione e reversal fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	(1)	7
<i>Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		4
<i>Effetto fiscale</i>	63	30
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(2.049)	4.748
Totale utile complessivo	2.910	5.598
di competenza:		
- azionisti Eni	3.164	5.996
- interessenze di terzi	(254)	(398)

Patrimonio netto

80901/428

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2013	61.049
Utile complessivo	5.598
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(4.006)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(49)
Diritti decaduti stock option	(?)
Acquisto azioni Eni	(380)
Altre variazioni	4
Totale variazioni	1.160
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2014	62.209
<i>di competenza:</i>	
- azionisti Eni	59.754
- interessenze di terzi	2.455

Il patrimonio netto comprese le interessenze di terzi (€62.209 milioni) è aumentato di €1.160 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. Tale incremento riflette l'utile complessivo di periodo (€5.598 milioni) dato dall'utile di conto economico di €850 milioni, dalle differenze cambio da conversione positive dei bilanci in dollari delle consociate estere (€5.008 milioni), al netto della variazione negativa della riserva cash flow hedge (€167

milioni), e del reversal della riserva da valutazione a fair value delle azioni Galp per effetto della cessione. Tale incremento è stato in parte compensato dalla distribuzione dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.438 milioni (dividendo Eni di €4.006 milioni, di cui acconto dividendo 2014 pari a €2.020 milioni, riacquisto di azioni proprie per €380 milioni e dividendi ad altre entità minori).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2013	2014	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.414	4.455	40.743	40.529
Ecceденza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.519	(3.548)	21.093	22.913
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(499)	(16)	324	383
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(256)	(573)	948	(44)
- eliminazione di utili infragruppo	218	770	(2.366)	(1.664)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(440)	(238)	295	18
- altre rettifiche	3		12	14
	4.959	850	61.049	62.209
Interessenza di terzi	201	441	(2.839)	(2.455)
Come da bilancio consolidato	5.160	1.291	58.210	59.754

80901/429

Rendiconto finanziario riclassificato

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

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

Rendiconto finanziario riclassificato^(a)

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
4.947	Utile netto - continuing operations	4.959	850	(4.109)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
11.501	- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.723	12.131	2.408
(875)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.770)	(95)	3.675
11.962	- dividendi, interessi e imposte	9.174	6.655	(2.519)
(3.281)	Variazione del capitale di esercizio	456	2.668	2.212
(11.702)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.516)	(7.099)	2.417
12.552	Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	11.026	15.110	4.084
15	Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations			
12.567	Flusso di cassa netto da attività operativa	11.026	15.110	4.084
(12.805)	Investimenti tecnici - continuing operations	(12.800)	(12.240)	560
(756)	Investimenti tecnici - discontinued operations			
(13.561)	Investimenti tecnici	(12.800)	(12.240)	560
(569)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(317)	(408)	(91)
6.025	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.360	3.684	(2.676)
(193)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(243)	435	678
4.269	Free cash flow	4.026	6.581	2.555
(79)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(b)	(3.981)	(414)	3.567
5.814	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.715	(628)	(2.343)
(3.743)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.434)	(209)
(16)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(40)	78	118
6.245	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(2.505)	1.183	3.688

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
4.269	Free cash flow	4.026	6.581	2.555
(2)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(21)	(19)	2
12.446	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(23)		23
(345)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	349	(850)	(1.199)
(3.743)	Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.434)	(209)
12.625	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	106	1.278	1.172

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

(b) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità, che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
	Investimenti:			
	- titoli	(5.029)	(19)	5.010
(1.172)	- crediti finanziari	(105)	(519)	(414)
(1.172)		(5.134)	(538)	4.596
	Disinvestimenti:			
6	- titoli	28	32	4
1.087	- crediti finanziari	1.125	92	(1.033)
1.093		1.153	124	(1.029)
(79)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(3.981)	(414)	3.567

80901/430

Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato di €15.110 milioni e ha beneficiato della riduzione del capitale circolante nei settori E&P e G&P, in particolare per il recupero degli anticipi finanziari in attivazione della clausola take-or-pay dei contratti gas long-term e in Saipem. Tale flusso di cassa e gli incassi da dismissioni di €3.684 milioni, relativi alla cessione della partecipazione in Artic Russia (€2.160 milioni), dell'8% di Galp (€824 milioni), della quota nella EnBW-Eni e dell'interest nel progetto South Stream, hanno coperto i fabbisogni finanziari connessi agli investimenti tecnici

(€12.240 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.434 milioni (€2.020 milioni relativi all'acconto dividendo 2014 agli azionisti Eni e €380 milioni al riacquisto di azioni proprie) determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €1.278 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato penalizzato da un minore volume di crediti commerciali ceduti in factoring con scadenza successiva alla chiusura del periodo contabile (-€961 milioni rispetto al 31 dicembre 2013).

Investimenti tecnici

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.	Var. %
10.307	Exploration & Production	10.475	10.524	49	0,5
43	- acquisto di riserve proved e unproved	109			
1.850	- ricerca esplorativa	1.669	1.398		
8.304	- sviluppo	8.580	9.021		
110	- altro	117	105		
213	Gas & Power	229	172	(57)	(24,9)
200	- mercato	206	164		
13	- trasporto internazionale	23	8		
898	Refining & Marketing	672	537	(135)	(20,1)
675	- raffinazione, supply e logistica	497	362		
223	- marketing	175	175		
172	Versalis	314	282	(32)	(10,2)
1.011	Ingegneria & Costruzioni	902	694	(208)	(23,1)
14	Altre attività	21	30	9	42,9
152	Corporate e società finanziarie	190	83	(107)	(56,3)
38	Effetto eliminazione utili interni	(3)	(82)	(79)	
12.805	Investimenti tecnici - continuing operations	12.800	12.240	(560)	(4,4)
756	Investimenti tecnici - discontinued operations				
13.561	Investimenti tecnici	12.800	12.240	(560)	(4,4)

Nell'anno 2014 gli investimenti tecnici di €12.240 milioni (€12.800 milioni nel 2013) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Italia, Nigeria, Egitto, Kazakhstan e Indonesia, e le attività di ricerca esplorativa con investimenti concentrati per il 98% all'estero, in particolare in Libia, Mozambico, Stati Uniti, Angola, Nigeria, Indonesia, Cipro, Norvegia e Gabon;

- il settore Ingegneria & Costruzioni (€694 milioni) per l'upgrading della flotta;
- l'attività di raffinazione, supply e logistica (€362 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, e nel marketing la ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni);
- iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€98 milioni);



8090.1/431

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

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)		31 dicembre 2013		31 dicembre 2014	
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			63.763		71.962
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.573		1.581
Attività immateriali			3.876		3.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni			6.180		5.130
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11 e nota 20)		1.339		1.861
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(1.255)		(1.971)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 11)	88		86	
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento	(vedi nota 22)	702		636	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(2.045)		(2.693)	
Totale Capitale immobilizzato			76.476		82.208
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.939		7.555
Crediti commerciali	(vedi nota 11)		21.212		19.709
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(15.584)		(15.015)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			(3.062)		(1.865)
- passività per imposte sul reddito correnti		(755)		(534)	
- passività per altre imposte correnti		(2.291)		(1.873)	
- passività per imposte differite		(6.750)		(7.847)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 32)	(22)		(25)	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 24)	(12)		(12)	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 11)	8		1	
- attività per imposte sul reddito correnti		802		762	
- attività per altre imposte correnti		835		1.209	
- attività per imposte anticipate		4.658		5.231	
- altre attività per imposte	(vedi nota 22)	465		1.223	
Fondi per rischi e oneri			(13.120)		(15.898)
Altre attività (passività), composte da:			1.274		222
- titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 10)	202		244	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)	403		423	
- altri crediti	(vedi nota 11)	6.569		6.988	
- altre attività (correnti)		1.325		4.385	
- altri crediti e altre attività	(vedi nota 22)	2.509		914	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(6.060)		(5.983)	
- altre passività (correnti)		(1.437)		(4.489)	
- altri debiti, altre passività	(vedi nota 32)	(2.237)		(2.260)	
Totale Capitale di esercizio netto			(1.341)		(5.292)
Fondi per benefici ai dipendenti			(1.279)		(1.313)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			2.156		291
composte da:					
- attività destinate alla vendita		2.296		456	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(140)		(165)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			76.012		75.894
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi			61.049		62.209
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			25.560		25.891
- passività finanziarie a lungo termine		20.875		19.316	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.132		3.859	
- passività finanziarie a breve termine		2.553		2.716	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(5.431)		(6.614)
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9 e nota 10)		(5.037)		(5.037)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 11)		(129)		(555)
Totale Indebitamento finanziario netto^(a)			14.963		13.685
COPERTURE			76.012		75.894

(a) Per maggiori dettagli sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto si veda anche la nota 28 al Bilancio consolidato.