1INFO
DIGITAL
SIGN

Relazione Finanziaria Annuale 2014

Relazione Finanziaria Annuale 2014

03 **Relazione sulla gestione**

121 **Bilancio Consolidato**

243 **Bilancio di Esercizio**

325 **Allegati**

Missione

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

attività di **eni**

La solidità del portafoglio di asset petroliferi convenzionali e a costi competitivi nonché della base risorse con opzioni di monetizzazione anticipata garantiscono l'elevata redditività del business upstream Eni.

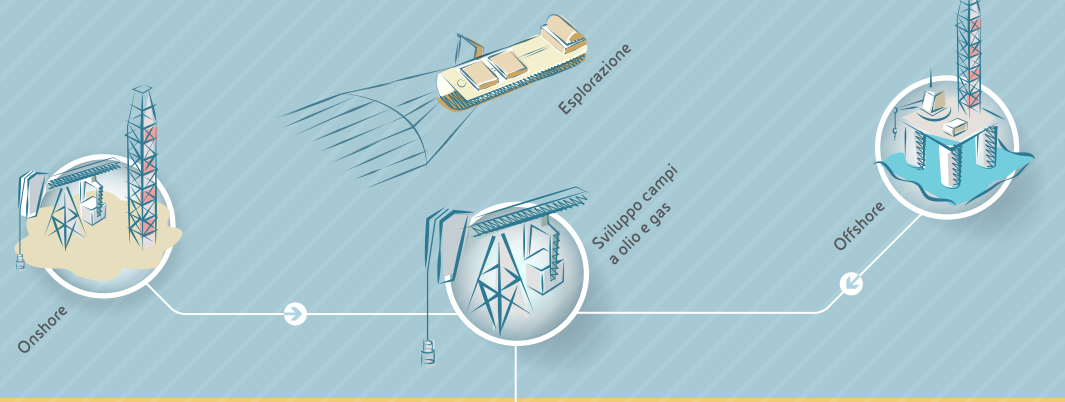
La forte presenza nel mercato del gas e del GNL e le competenze commerciali consentono di cogliere sinergie e di perseguire opportunità e progetti congiunti nella catena del valore degli idrocarburi.

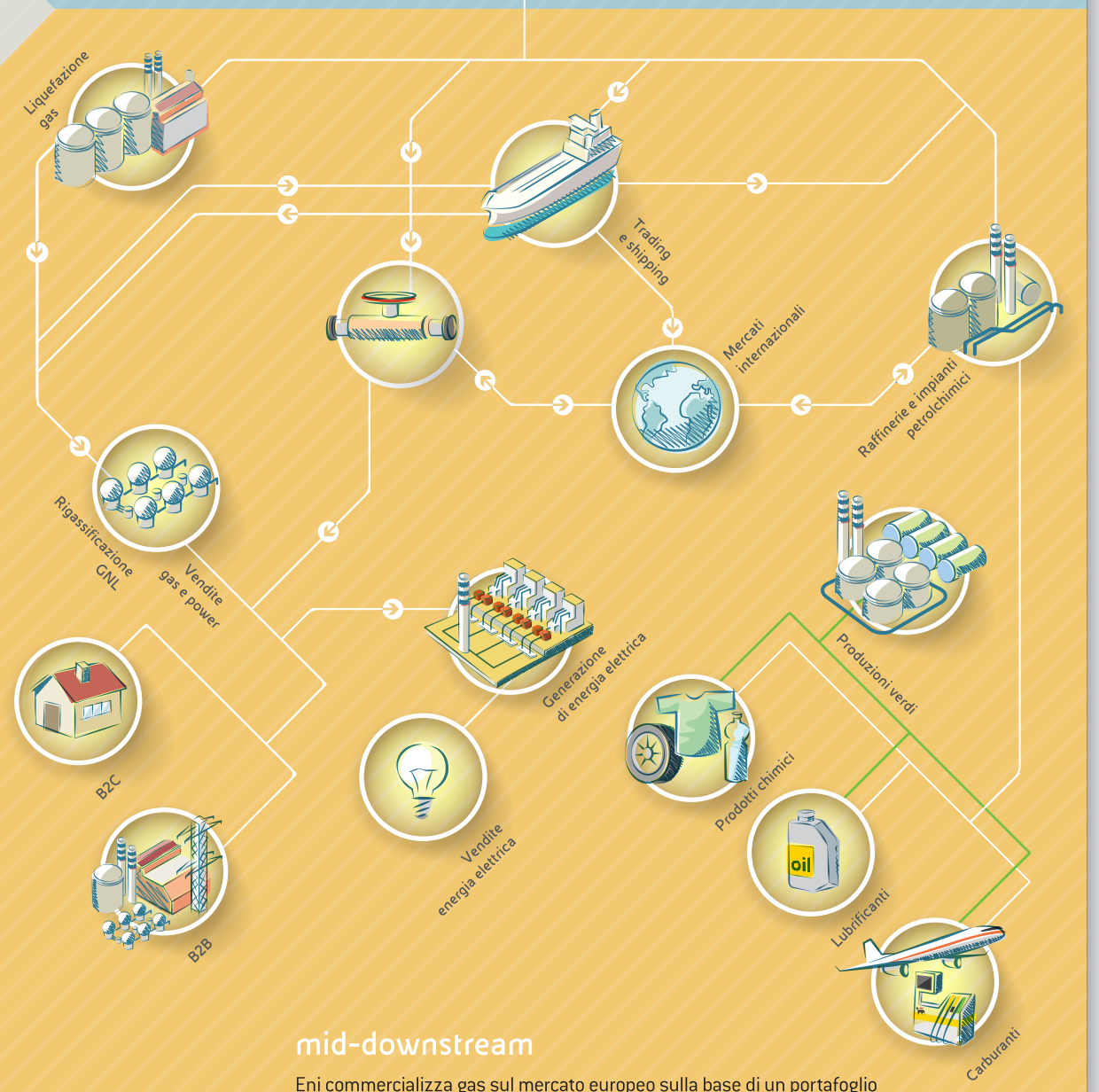
Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, per i nostri stakeholders, nel rispetto dei Paesi in cui opera e delle persone che lavorano in e con Eni.

Il nostro modo di operare fondato sull'eccellenza operativa, l'attenzione alla salute, alla sicurezza e all'ambiente è volto alla prevenzione e alla riduzione dei rischi operativi.

upstream

Eni è attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakhstan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 40 Paesi.





mid-downstream

Eni commercializza gas sul mercato europeo sulla base di un portafoglio di disponibilità da produzione Eni e da contratti long-term; commercializza GNL su scala globale. Produce e vende energia elettrica con impianti a gas. Attraverso raffinerie di proprietà e impianti chimici processa greggi e cariche petrolifere per la produzione di carburanti, lubrificanti e prodotti chimici venduti all'ingrosso o tramite reti di distribuzione e distributori.
Eni è attiva nel trading di olio, gas naturale, GNL ed energia elettrica.

la presenza **eni** nel mondo

		E&P	G&P	R&M	Versalis	I&C
Europa	Austria	●	●			●
	Belgio	●		●		●
	Bulgaria					●
	Cipro	●				●
	Croazia	●				●
	Danimarca				●	●
	Francia	●	●		●	●
	Germania	●	●		●	
	Grecia	●			●	
	Groenlandia	●				
	Irlanda	●				
	Italia	●	●	●	●	●
	Lussemburgo	●				●
	Malta					●
	Norvegia	●				●
	Paesi Bassi		●	●		●
	Polonia				●	●
	Portogallo	●				●
	Regno Unito	●	●	●	●	●
	Repubblica Ceca			●	●	
	Repubblica Slovacca			●	●	
	Romania			●	●	●
	Slovenia		●	●		
	Spagna		●	●	●	●
	Svezia				●	●
	Svizzera		●	●	●	●
	Turchia		●		●	●
	Ucraina	●				●
	Ungheria		●	●	●	
Africa	Algeria	●				●
	Angola	●				●
	Congo	●				●
	Egitto	●	●			●
	Gabon	●		●		●
	Ghana	●		●		●
	Kenia	●				
	Liberia	●				
	Libia	●	●			●
	Marocco					●
	Mauritania					●
	Mozambico	●				●
	Nigeria	●				●
	Sudafrica	●				●
	Tunisia	●	●	●		
	Uganda					●
Asia e Oceania	Arabia Saudita			●		●
	Australia	●				●
	Azerbaijan					●
	Cina	●		●	●	●
	Corea del Sud		●			●
	Emirati Arabi Uniti					●
	Filippine		●			
	Giappone		●			●
	India	●	●			●
	Indonesia	●				●
	Iraq	●				●
	Kazakhstan	●				●
	Kuwait					●
	Malesia					●
	Myanmar	●				
	Oman		●			●
	Pakistan	●				●
	Papua Nuova Guinea					●
	Qatar					●
	Russia	●	●	●		●
	Singapore		●	●		●
	Thailandia					●
	Timor Leste	●				
	Turkmenistan	●				●
	Vietnam	●				●
America	Argentina	●	●			
	Bolivia					●
	Brasile		●			●
	Canada	●				●
	Cile					●
	Colombia					●
	Ecuador	●		●		●
	Messico					●
	Perù					●
	Stati Uniti	●	●	●		●
	Suriname					●
	Trinidad & Tobago	●				●
	Venezuela	●		●		●

Relazione Finanziaria Annuale 2014

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 WWE" 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

Il 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

Claudio Descalzi
AMMINISTRATORE DELEGATO

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 perfomance 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 capitale 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 valere 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

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 rimpiazzo 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 restart 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

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

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 contenere 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

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.

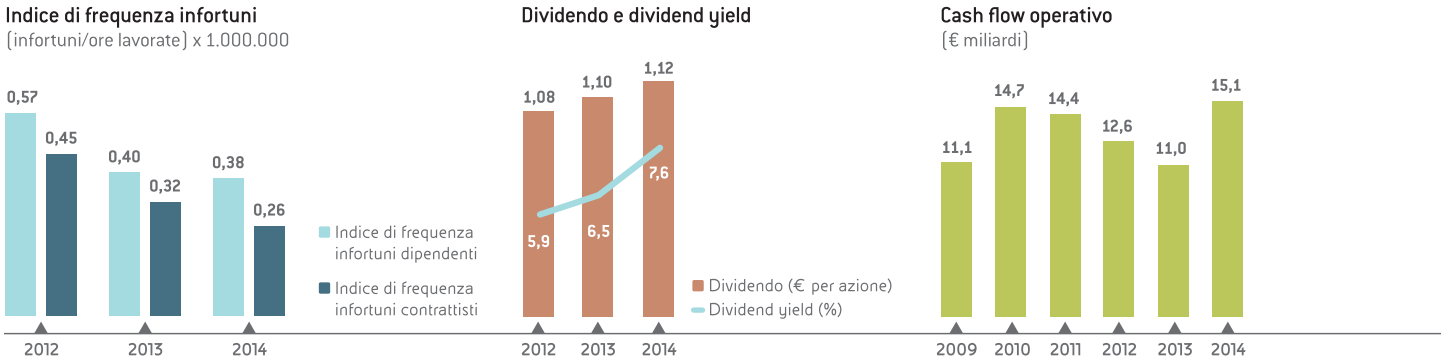
Cash flow › Il cash flow è stato il più elevato degli ultimi sei anni con €15,1 miliardi grazie anche al significativo contributo del capitale circolante in E&P, G&P e Saipem. Gli incassi del programma di dismissioni sono stati €3,68 miliardi, relativi in particolare alla cessione della partecipazione 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, nonchè 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.



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.

Riserve certe di idrocarburi

6,6 mld boe

a fine anno

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 Ochigufu 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.

Successi esplorativi

0,9 mld boe

di risorse scoperte nell'anno

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

Acreage acquisito

100.000 kmq

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.

Take-or-pay

€0,66 mld

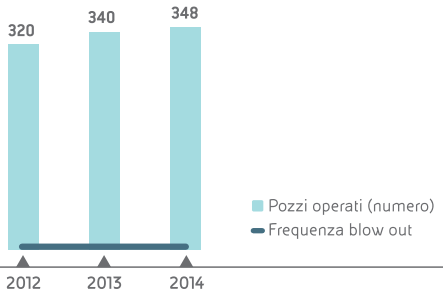
di beneficio sulla cassa

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-

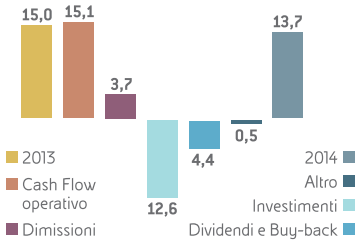
Capacità di raffinazione vs 2012

-30%

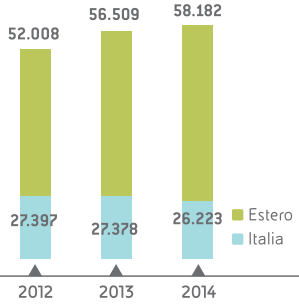
Efficienza operativa



Evoluzione dell'indebitamento 2014
(€ miliardi)



Dipendenti in servizio a fine periodo
(numero)



città 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.

Indice di frequenza infortuni

-12,6% vs 2013

in miglioramento per il decimo anno consecutivo

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.

› Corporate reporting

Eni **prima società al mondo** nella trasparenza

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.

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.

Principali indicatori di performance

		2012	2013	2014
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	79.405	83.887	**84.405**
di cui: - donne[(*)]		*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_2eq)	52,84	47,60	**42,93**
Costi di ricerca e sviluppo [(a)]	(€ milioni)	211	197	**186**
Spese per il territorio [(b)]		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 [(c)]	($/boe)	16,0	15,5	**9,9**
Opex per boe [(c)]		7,1	8,3	**8,4**
Cash flow per boe		32,8	31,9	**30,1**
Finding & Development cost per boe [(d)]		17,4	19,2	**21,5**
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	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)	2.064	1.828	**1.725**
Emissioni SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq)	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		3.953	3.785	**3.463**
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	66,7	65,3	**71,3**
Emissioni SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO_2eq)	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.

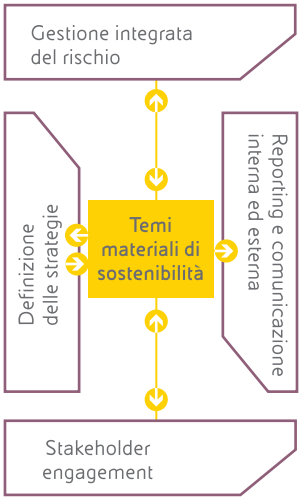
materialità e stakeholder engagement

Processo di determinazione della materialità per Eni

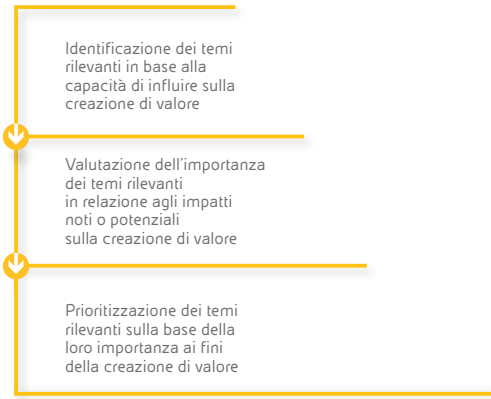
La materialità è il risultato del processo di identificazione e di prioritizzazione dei temi rilevanti di sostenibilità che influiscono in modo significativo sulla capacità dell'azienda di creare valore.
Il processo attuato da Eni è volto a garantire la condivisione dei temi materiali con i massimi livelli 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



Diversificazione produttiva



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.

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.

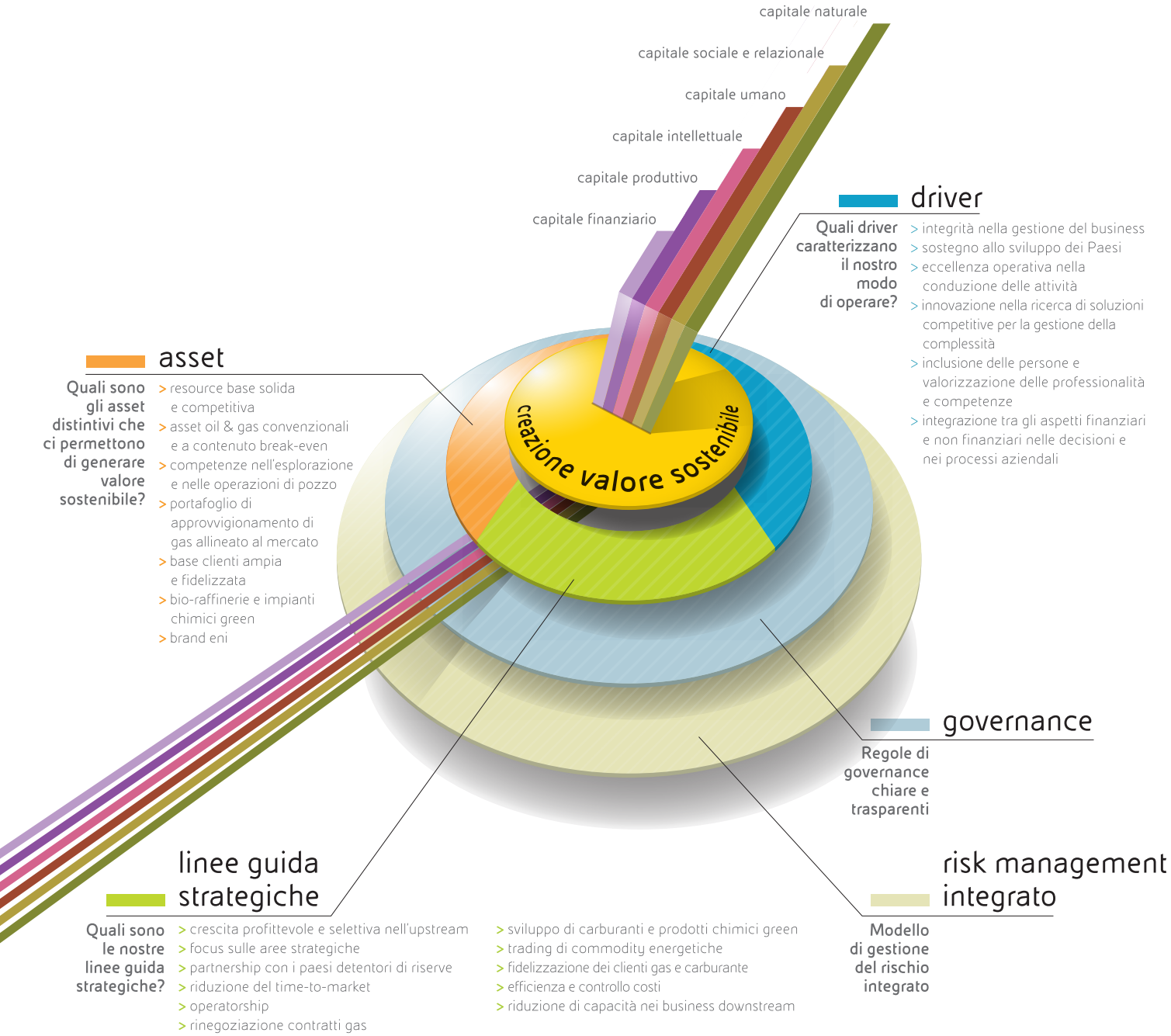
modello di business

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	principali azioni	creazione di valore per l'azienda	creazione di valore per l'esterno
capitale finanziario	• Struttura Finanziaria • Riserve di liquidità	• Flusso di cassa della gestione • Finanziamenti bancari • Prestiti obbligazionari • Mantenimento liquidità strategica • Politiche di hedging • Dividendi • Monitoraggio investimento in circolante	• Operatività del business • Riduzione costo del capitale • Riduzione del circolante • Ottimizzazione leva finanziaria • Opportunità M&A • Protezione da volatilità mercati • Merito creditizio	• Rendimenti • Apprezzamento del titolo • Crescita socio economica dei Paesi • Indotto locale
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

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	• Selettività degli investimenti • Riduzione costi operativi unitari • Riduzione dell'esposizione verso partner/società di Stato • Riduzione del time to market	• Ristrutturazione portafoglio contratti gas • Ottimizzazione capitale circolante • Semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione costi di logistica
capitale produttivo	• Rinnovo del portafoglio esplorativo • HPC computing center • Strumenti proprietari per indagini sismiche • Operatorship • Ottimizzazione project execution • Asset integrity	• Presidio hub continentali • Valorizzazione Asset Back Trading • Integrazione con Upstream • Ottimizzazione impianti Power
capitale intellettuale	• Investimenti in R&S • Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione dei brevetti • Sviluppo di tecnologie per incremento del fattore di recupero	• Gestione integrata rischio take or pay • Sviluppo prodotti e servizi innovativi • Evoluzione dei processi e dei sistemi
capitale umano	• Gestione sicurezza sul lavoro • Selezione, formazione e training on the job • Valorizzazione competenze interne • Promozione dei diritti umani • Knowledge management	• Gestione sicurezza sul lavoro • Riorganizzazione/efficienza operativa • Valorizzazione competenze interne • Change management
capitale sociale e relazionale	• 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	• Gas advocacy • Relazioni con fornitori/clienti • Capacità negoziale
capitale naturale	• Incremento riserve esplorative • Riduzione oil spills • Riduzione blowout attraverso ottimizzazione programmi pozzo • Valorizzazione del gas per zero gas flaring • Tutela biodiversità e aree sensibili	• 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	• Riduzione investimenti • Riduzione costi generali e amministrativi • Ottimizzazione capitale circolante
• Riconversione/razionalizzazione siti critici • Promozione dell'efficienza energetica	• Reingegnerizzazione dei processi • Lean Organization
• Investimenti in R&S • Business innovation • Ricerca applicata in business green	• Sviluppo di tecnologie proprietarie e gestione dei brevetti • Continuous improvement • Change management
• Gestione sicurezza sul lavoro • Valorizzazione competenze interne • Processi di mobilità interna • Sviluppo nuove professionalità	• Gestione sicurezza sul lavoro • Coinvolgimento dei dipendenti • Valorizzazione competenze interne
• Concertazione sindacale • Gestione degli stakeholder locali • Partnership strategiche	• Concertazione sindacale • Gestione degli stakeholder
• Investimenti nella bioraffinazione e chimica verde • Promozione dell'efficienza energetica	• Promozione dell'efficienza energetica • Uso efficiente delle risorse

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.

Le risposte e i programmi di Eni	Risultati 2014	Obiettivi 2015-2018
- 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.	**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
- 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.	**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 cumulati al 2018 vs piano precedente
- 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.	**Rinegoziazione contratti gas** 70% del portafoglio allineato al mercato	100% del portafoglio allineato 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 produzioni green nell'arco di piano
- 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.	**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

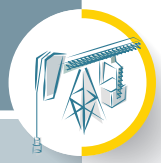
Eni ha definito per il prossimo quadriennio un action plan particolarmente rigoroso, al fine di fronteggiare/minimizzare gli impatti determinati dal crollo del prezzo del Brent, di preservare una solida struttura finanziaria anche in uno scenario di prezzi debole, in particolare nei primi anni. È confermato 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.

Exploration & Production

Mantenimento della crescita organica, valorizzazione delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa



- 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.

Refining & 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 delle performance economiche e rafforzamento della struttura finanziaria

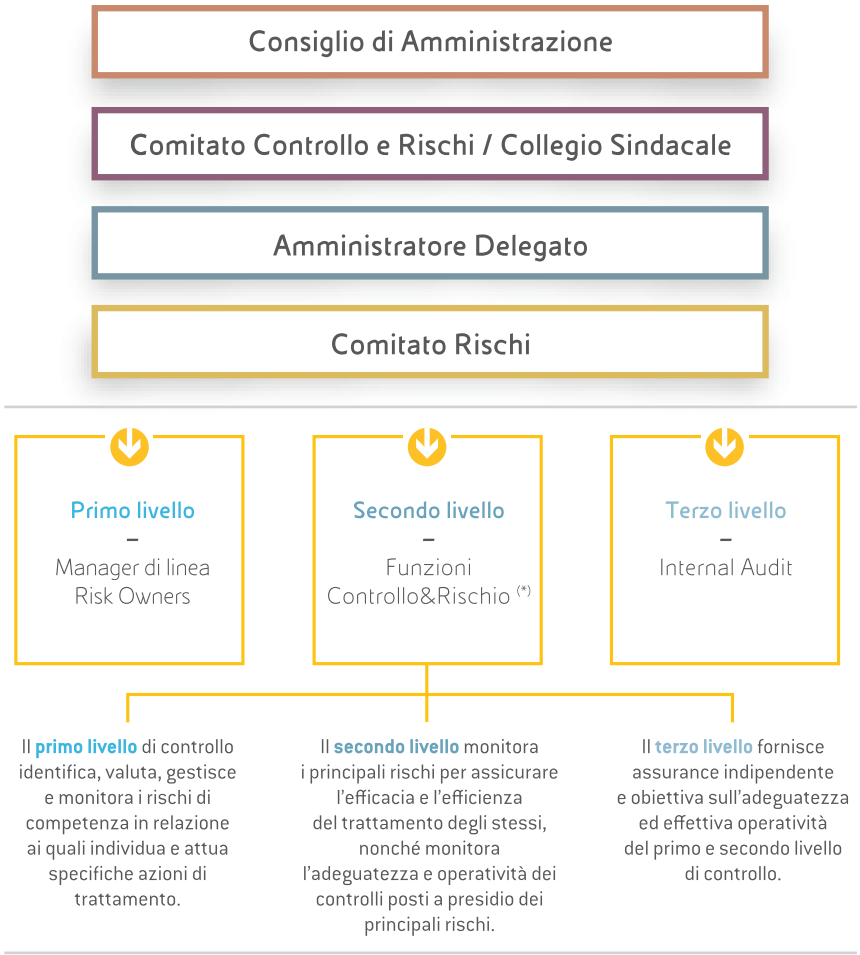
- ottimizzazione del capitale circolante e degli investimenti;
- equilibrio finanziario dei progetti;
- completamento dei residui progetti a bassa marginalità;
- focalizzazione sui progetti nei quali esprimere il vantaggio competitivo;
- rafforzamento del modello EPC.

risk management

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[1] 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.

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".

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'HQ già nelle fasi inziali 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/petrolchimica), 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.

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 HSEQ; 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.

governance

Integrità e trasparenza sono i principi che ispirano Eni nel delineare il proprio sistema di Corporate Governance[1], 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 (7[2] 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 Rischi[3], il Compensation Committee[4], 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.

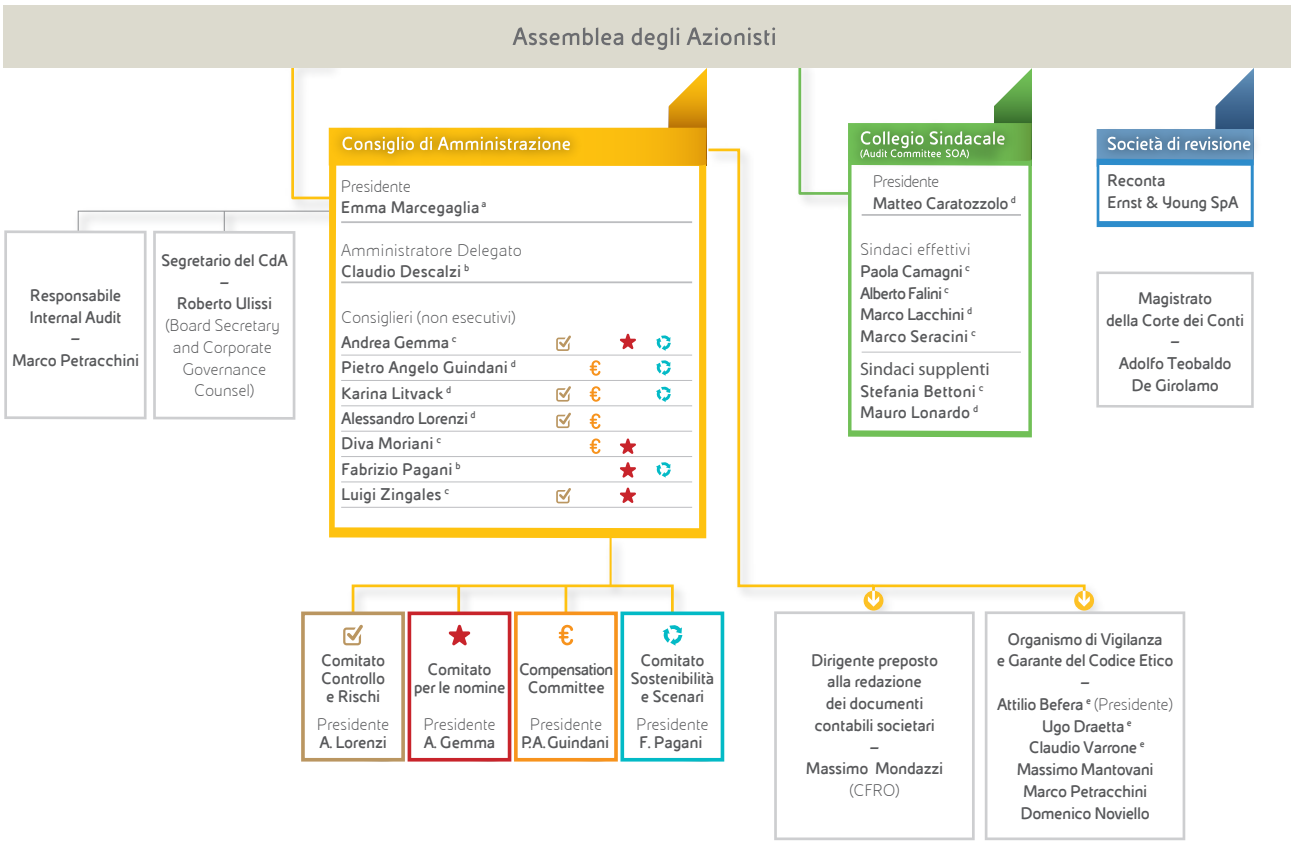
mitato Sostenibilità e Scenari, che sostituisce l'Oil-Gas Energy Committee, i quali riferiscono a ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. In particolare, con l'istituzione del Comitato Sostenibilità e Scenari il Consiglio di Amministrazione ha inteso assicurare un ulteriore presidio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



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.

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, sostenibilità[5], 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 Induction[6], 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'impresa[8].

(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.

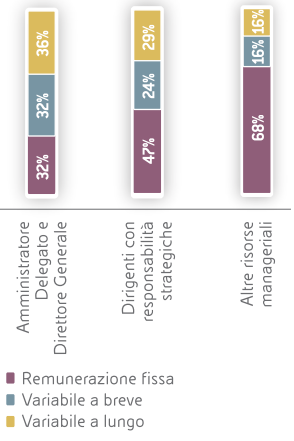
(7) Eni è componente del UN Global Compact Lead Group.

(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.

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-

Pay-mix



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 (CO_2 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 Assemblea[9].

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.

Exploration & Production

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

Oil spill operativi
(barili; > 1 barile)

Emissioni da flaring
(milioni di tonnellate di CO_2eq)

Produzione di idrocarburi
(migliaia di boe/giorno)

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

Riserve certe di idrocarburi
(milioni di boe)

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.

> 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).

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 ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.
I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e buy-back.

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 vigore[1]; 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 indipendenti[2] 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 indipendenti[3]. 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 MacNaughton[3] 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 2014[4]. 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) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

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 organico[5] 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 avvii 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

	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		**2012**			**2013**			**2014**	
Italia	**227**	**46.201**	**524**	**220**	**43.329**	**499**	**243**	**40.484**	**503**
Sviluppate	*165*	*37.512*	*406*	*177*	*35.835*	*408*	*184*	*33.754*	*401*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*180*	*26.184*	*349*	*179*	*25.587*	*343*	*174*	*25.125*	*335*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*584*	*77.013*	*1.080*	*561*	*68.864*	*1.003*	*521*	*59.755*	*904*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*456*	*40.477*	*716*	*465*	*36.666*	*701*	*470*	*35.980*	*702*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*203*	*39.686*	*458*	*295*	*42.144*	*566*	*306*	*43.966*	*589*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*41*	*10.538*	*108*	*38*	*8.101*	*90*	*64*	*7.393*	*112*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*109*	*9.453*	*170*	*96*	*8.769*	*153*	*116*	*11.141*	*188*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*24*	*13.003*	*107*	*20*	*15.894*	*123*	*12*	*19.102*	*135*
Non sviluppate		*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**
Sviluppate	***1.762***	***253.866***	***3.394***	***1.831***	***241.860***	***3.387***	***1.847***	***236.216***	***3.366***
Non sviluppate	***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**							
Sviluppate		*2*							
Non sviluppate									
Africa Settentrionale	**17**	**460**	**20**	**16**	**421**	**19**	**14**	**419**	**16**
Sviluppate	*17*	*460*	*20*	*16*	*418*	*19*	*13*	*415*	*15*
Non sviluppate					*3*		*1*	*4*	*1*
Africa Sub-Sahariana	**16**	**10.007**	**81**	**15**	**9.350**	**75**	**17**	**9.957**	**81**
Sviluppate							*7*	*2.540*	*23*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	*8*	*11.388*	*82*		*382*	*3*		*273*	*3*
Non sviluppate	*106*	*74.795*	*586*	*1*	*421*	*4*	*1*	*237*	*2*
America	**119**	**95.006**	**730**	**116**	**94.955**	**726**	**117**	**94.943**	**728**
Sviluppate	*19*	*164*	*20*	*19*	*151*	*18*	*26*	*145*	*26*
Non sviluppate	*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**
Sviluppate	***44***	***12.014***	***122***	***35***	***951***	***40***	***46***	***3.373***	***67***
Non sviluppate	***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**
Sviluppate	*1.806*	*265.880*	*3.516*	*1.866*	*242.811*	*3.427*	*1.893*	*239.589*	*3.433*
Non sviluppate	*1.544*	*327.587*	*3.650*	*1.361*	*271.641*	*3.108*	*1.333*	*285.498*	*3.169*

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]

	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	**2012**			**2013**			**2014**		
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).

Produzione giornaliera di idrocarburi[a]

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	**2012**			**2013**			**2014**		
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**	**1,1**	**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).

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]

	2014			
	Petrolio		Gas naturale	
(numero)	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

	Pozzi completati [a]						Pozzi in progress [b]	
	2012		2013		2014		2014	
(numero)	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 giustificarne il completamento.

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

	Pozzi completati [a]						Pozzi in progress	
	2012		2013		2014		2014	
(numero)	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.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014						
	Totale Sup. netta[a]	Numero titoli	Sup. lorda[a] [b] sviluppata	Sup. lorda[a] non sviluppata	Totale Sup. lorda[a]	Sup. netta[a] [b] sviluppata	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.

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 anche 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 allacciato 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

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 Minerarie 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 Temsah (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 Nemba 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 Integrée 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

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 beneficeranno 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-Ubie. 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-

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.

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 Memorandum 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 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-

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 Oooguruk (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

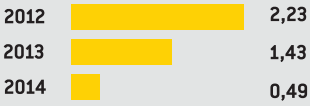
Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.524 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€9.021 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Nigeria, Egitto, Indonesia e Kazakhstan. In Italia 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**

Gas & Power

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

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



Vendite gas mondo
(miliardi di metri cubi)

Clienti in Italia
(milioni)

Vendite di GNL
(miliardi di metri cubi)

Emissioni dirette di gas serra
(milioni di tonnellate di CO_2eq)

circa il 70%
del portafoglio gas a lungo termine indicizzato all'hub

€0,66 miliardi
di beneficio sulla cassa dalle rinegoziazioni dei contratti

93,4%
punteggio soddisfazione clienti

circa **10 milioni**
i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici in Italia ed Europa

Sviluppo e crescita nei segmenti
value added

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 KWheq 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%).

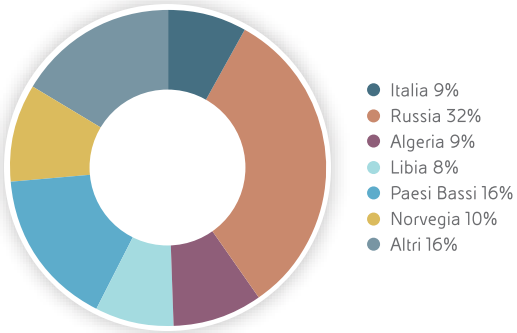
> Le vendite di energia elettrica di 33,58 terawattora sono diminuite di 1,47 terawattora rispetto al 2013, pari al 4,2%.

> 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).

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)



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 rifornisce 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 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).

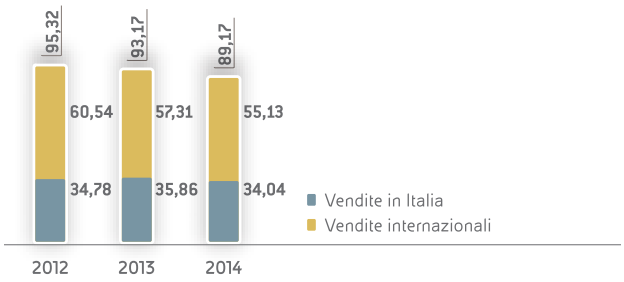
Gas naturale

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)**

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)**

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**
Terminali:					
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)

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

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

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

Lavorazioni in conto proprio
(milioni di tonnellate)

Emissioni dirette di gas serra
(milioni di tonnellate di CO_2eq)

Vendite di prodotti petroliferi rete Europa
(milioni di tonnellate)

Indice di soddisfazione cliente
(scala likert)

-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.

> 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 nonchè 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.

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	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 particolare 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**

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.

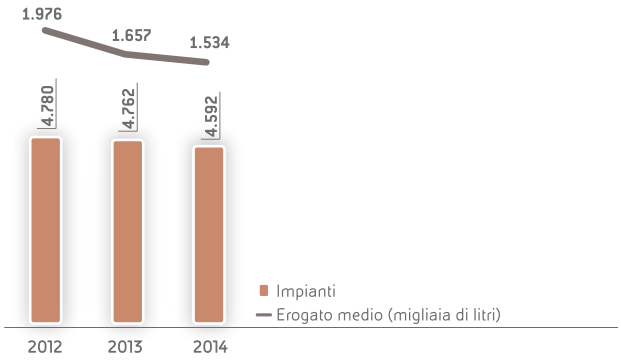
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	**2012**	**2013**	**2014**	**Var. ass.**	**Var. %**
Rete	7,83	6,64	6,14	(0,50)	(7,5)
Extrarete	8,62	8,37	7,57	(0,80)	(9,6)
Petrolchimica	1,26	1,32	0,97	(0,35)	(26,5)
Altre vendite	6,08	7,01	8,08	1,07	15,3
Vendite in Italia	**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.

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

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 temine 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)
Estero	4	6	5	(1)	(16,7)
Marketing	**223**	**175**	**175**		
Italia	163	107	109	2	1,9
Estero	60	68	66	(2)	(2,9)
	898	**672**	**537**	**(135)**	**(20,1)**

Versalis

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

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

Produzioni
(migliaia di tonnellate)

Emissioni dirette di gas serra
(milioni di tonnellate di CO_2eq)

Vendite di prodotti petrolchimici
(migliaia di tonnellate)

Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce
(%)

71,3%
tasso di utilizzo medio degli impianti grazie alla ristrutturazione del business

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

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

Nuove **partnership** strategiche nel **Far East**

€40 milioni
spesa in ricerca e sviluppo

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 Matrìca, 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

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 nei 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, Hythe) 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.

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 lattici 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 xyleni (-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 xyleni 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 lattici (-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 lattici 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

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

Portafoglio ordini a fine periodo
(€ milioni)

Ordini acquisiti
(€ milioni)

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

Quota di manager locali
(%)

Prelievi idrici totali
(milioni di metri cubi)

+€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 l'8% 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.

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'area 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.

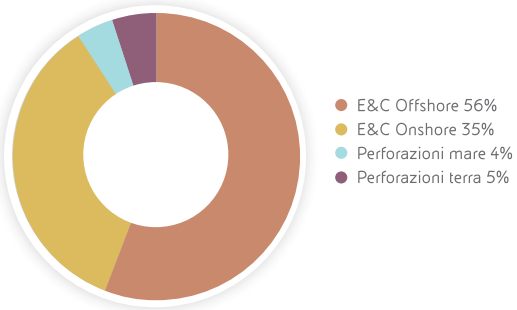
Perforazioni mare

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 semisommergibili 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 semisommergibile 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 semisommergibile 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.

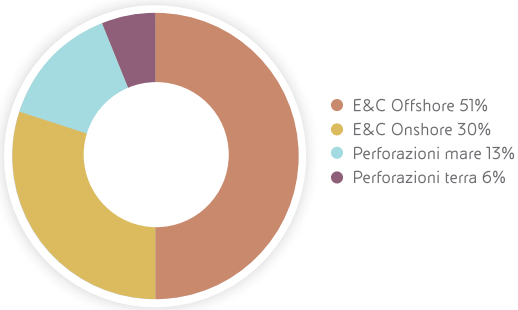
Perforazioni terra

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.

Ordini acquisiti
(€17.971 milioni)



Portafoglio ordini
(€22.147 milioni)



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 semisommergibile Scarabeo 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

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, rettificando 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)**
	di competenza:				
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

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.

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)**
	di competenza:				
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 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.

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*		
4.640	Costo lavoro	5.301	5.337	36	0,7
64	*di cui: - incentivi per esodi agevolati e altro*	*270*	*9*		
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 accantonamenti per rischi ambientali e su contratti onerosi al netto di utilizzi per chiusure di rinegoziazioni. Gli special item del 2013 erano relativi principalmente ad accantonamenti per rischi ambientali e su contratti onerosi 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.

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.

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 avvii 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.

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, nonchè 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 proveni 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 nette 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.

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.

Risultati per settore di attività[1]

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		7.829	9.163	1.334	17,0
	di cui:					
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".

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 cessione 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 millioni).

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 adjusted[2] 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.

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, nonchè 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.

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%).

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.

Altre attività[3]

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 stanziate dalla società controllante Eni SpA sulla base degli accordi del consolidato fiscale nazionale in essere.

Corporate e società finanziarie[4]

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".

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'accretion 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.

2014

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
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

(€ 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.

2012

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power[a]	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	ALTRE ATTIVITÀ[a] Snam	ALTRE ATTIVITÀ[a] Altre	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS Snam	DISCONTINUED OPERATIONS Elisioni infragruppo	DISCONTINUED OPERATIONS Totale	CONTINUING OPERATIONS
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.

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)**

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, nonchè 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 rinegoziazioni 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

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
Debiti finanziari a breve termine	*4.685*	*6.575*	*1.890*
Debiti finanziari a lungo termine	*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.

I **debiti finanziari e obbligazionari** ammontano a €25.891 milioni, di cui €6.575 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.859 milioni) e €19.316 milioni a lungo termine.

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)**
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	*65*	*(82)*
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	*(3)*	*3*
Effetto fiscale	*(40)*	*22*
Componenti con reversal a conto economico:	**(2.071)**	**4.805**
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	*(1.871)*	*5.008*
Variazione e reversal fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	*(64)*	*(77)*
Variazione e reversal fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	*(198)*	*(167)*
Variazione e reversal fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	*(1)*	*7*
Quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		*4*
Effetto fiscale	*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

(€ 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	(7)	
Acquisto azioni Eni	(380)	
Altre variazioni	4	
Totale variazioni		**1.160**
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2014		**62.209**
di competenza:		
- 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

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	2013	2014	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**4.414**	**4.455**	**40.743**	**40.529**
Eccedenza 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)	(1.604)
- 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**

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)**
	Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:			
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**

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).

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.

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2013		2014	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**4.959**		**850**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		9.723		12.131
- ammortamenti	9.421		9.970	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	2.400		1.529	
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(222)		(121)	
- altre variazioni	(1.882)		744	
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	6		9	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.770)		(95)
Dividendi, interessi e imposte		9.174		6.655
- dividendi	(400)		(385)	
- interessi attivi	(142)		(171)	
- interessi passivi	711		719	
- imposte sul reddito	9.005		6.492	
Variazione del capitale di esercizio		456		2.668
- rimanenze	350		1.524	
- crediti commerciali	(1.379)		2.344	
- debiti commerciali	703		(1.253)	
- fondi per rischi e oneri	59		(187)	
- altre attività e passività	723		240	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(9.516)		(7.099)
- dividendi incassati	630		612	
- interessi incassati	97		112	
- interessi pagati	(942)		(882)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(9.301)		(6.941)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**11.026**		**15.110**
Investimenti tecnici		(12.800)		(12.240)
- attività materiali	(10.913)		(10.685)	
- attività immateriali	(1.887)		(1.555)	
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(317)		(408)
- partecipazioni	(292)		(372)	
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(25)		(36)	
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		6.360		3.684
- attività materiali	514		97	
- attività immateriali	16		8	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	3.401			
- partecipazioni	2.429		3.579	
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(243)		435
- investimenti finanziari: titoli	(5.048)		(77)	
- investimenti finanziari: crediti finanziari	(978)		(1.289)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	50		669	
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	5.134		538	
- disinvestimenti finanziari: titoli	36		57	
- disinvestimenti finanziari: crediti finanziari	1.561		506	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	155		155	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(1.153)		(124)	
Free cash flow		**4.026**		**6.581**

segue Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2013		2014	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Free cash flow		**4.026**		**6.581**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		(3.981)		(414)
riclassifica: *investimenti finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	(5.134)		(538)	
riclassifica: *disinvestimenti finanziari di titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa*	1.153		124	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		1.715		(628)
- assunzione debiti finanziari non correnti	5.418		1.916	
- rimborsi di debiti finanziari non correnti	(4.720)		(2.751)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	1.017		207	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.225)		(4.434)
- apporti netti di capitale proprio da terzi	1		1	
- acquisto di azioni proprie			(380)	
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)		(4.006)	
- dividendi distribuiti ad altri azionisti	(250)		(49)	
- acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate	(28)			
- cessione netta di azioni proprie diverse dalla controllante	1			
Effetto delle differenze di cambio da conversione sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(42)		76
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2		2
Flusso di cassa netto		**(2.505)**		**1.183**

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

Per effetto dell'entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2014, delle disposizioni del principio contabile IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto", omologato con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, i dati di confronto sono stati oggetto di restatement. Per l'informativa sul restatement conseguente all'applicazione del nuovo principio contabile si rinvia a quanto indicato nelle note al bilancio di esercizio.

Nel 2014 sono state inoltre effettuate le seguenti operazioni straordinarie:

- incorporazione dell'ASA Trade SpA. L'operazione è stata approvata in data 30 luglio 2014; l'atto di fusione è stato firmato in data 21 novembre 2014, con efficacia dal 1° dicembre 2014 ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° ottobre 2014. La fusione è stata preceduta da un affitto di ramo d'azienda dal 1° giugno al 30 novembre 2014;
- acquisizione del ramo di azienda "Accounting and Back Office" da Eni Trading & Shipping SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 24 gennaio 2014, con efficacia 1° febbraio 2014;
- acquisizione della partecipazione in Eni Gas & Power GmbH da Eni International BV in data 22 maggio 2014. In data 17 dicembre 2014 è stato registrato presso il Registro delle Imprese di Roma l'atto di fusione transfrontaliero della Eni Gas & Power GmbH, con efficacia contabile e fiscale dal 1° ottobre 2014;
- acquisizione del ramo d'azienda "Midstream Gas" dalla società Eni Gas & Power NV. L'atto è stato stipulato in data 1° ottobre 2014, con efficacia contabile e fiscale a partire dalla stessa data.

Conto economico

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
51.054	Ricavi della gestione caratteristica	48.018	42.350	(5.668)
269	Altri ricavi e proventi	271	359	88
(51.042)	Costi operativi	(49.714)	(42.855)	6.859
(173)	Altri proventi e oneri operativi	(168)	(79)	89
(1.153)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.740)	(1.260)	480
(1.045)	**Utile operativo**	**(3.333)**	**(1.485)**	**1.848**
(715)	Proventi (oneri) finanziari netti	(471)	(139)	332
8.663	Proventi netti su partecipazioni	8.402	5.523	(2.879)
6.903	**Utile prima delle imposte**	**4.598**	**3.899**	**(699)**
(697)	Imposte sul reddito	(184)	556	740
6.206	**Utile netto del periodo - continuing operations**	**4.414**	**4.455**	**41**
2.871	**Utile netto del periodo - discontinued operations**			
9.077	**Utile netto**	**4.414**	**4.455**	**41**

Utile netto

Nel 2014 l'utile netto di €4.455 milioni è aumentato di €41 milioni per effetto essenzialmente: (i) del miglioramento del risultato operativo connesso agli effetti positivi delle rinegoziazioni dei contratti gas e delle azioni di ristrutturazione ed efficienza, parzialmente assorbiti dal continuo deterioramento dello scenario energetico che ha sensibilmente ridotto i ricavi della Exploration & Production e dall'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi ai prezzi correnti; (ii) del miglioramento della gestione fiscale per effetto principalmente 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), con effetto dall'esercizio 2009, parzialmente compensato dalla rettifica della fiscalità differita attiva stanziata relativamente all'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), dichiarata incostituzionale da parte della Corte Costituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso; l'effetto della sentenza è stato considerato un adjusting event. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai minori proventi netti su partecipazioni.

Analisi delle voci del conto economico

I motivi delle variazioni più significative delle voci di conto economico di Eni SpA, se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Ricavi della gestione caratteristica

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
3.744	Exploration & Production	3.827	3.319	(508)
26.316	Gas & Power	25.596	22.597	(2.999)
24.603	Refining & Marketing	22.284	19.449	(2.835)
965	Corporate	1.055	981	(74)
(4.574)	Elisioni	(4.744)	(3.996)	748
51.054		**48.018**	**42.350**	**(5.668)**

I **ricavi** della Exploration & Production di €3.319 milioni sono diminuiti di €508 milioni, pari al 13,3%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (25,3%) e di quello in euro del greggio (11,1%); (ii) della diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 7,5%, equivalente a 2,3 milioni di boe, connessa principalmente al declino dei giacimenti dell'offshore adriatico. Tali effetti sono stati parzialmente rettificati: (i) dai maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere; (ii) dall'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 2,9%, equivalente a 0,6 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri.

I **ricavi** della Gas & Power di €22.597 milioni sono diminuiti di €2.999 milioni, pari all'11,7%, per effetto del deterioramento delle condizioni di mercato che riflette la pressione competitiva e la debole domanda, in particolare nel segmento termoelettrico nonché per effetto del clima mite registrato nell'esercizio.

I **ricavi** della Refining & Marketing di €19.449 milioni sono diminuiti di €2.835 milioni, pari al 12,7%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi e del calo delle vendite.

I **ricavi** della Corporate di €981 milioni sono diminuiti di €74 milioni, pari al 7%, per effetto essenzialmente dei minori addebiti alle linee di business e alle società del Gruppo in relazione ai minori servizi resi a seguito delle azioni di efficienza avviate soprattutto nelle attività di gestione e sviluppo dei sistemi informatici.

Utile operativo

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
1.743	Exploration & Production	1.414	869	(545)
(1.664)	Gas & Power	(2.606)	(332)	2.274
(887)	Refining & Marketing	(1.564)	(1.898)	(334)
(382)	Corporate	(459)	(340)	119
145	Eliminazione utili interni[a]	(118)	216	334
(1.045)	**Utile operativo**	**(3.333)**	**(1.485)**	**1.848**
(145)	Esclusione (utile) perdita di magazzino[b]	498	1.070	572
(1.190)	**Utile operativo a valori correnti**	**(2.835)**	**(415)**	**2.420**

(a) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.
(b) L'utile operativo a valori correnti deriva dal raffronto tra i ricavi e i costi correnti dei prodotti venduti con esclusione perciò dell'utile o della perdita di magazzino che deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato.

Exploration & Production

L'**utile operativo** della Exploration & Production (€869 milioni) è diminuito di €545 milioni, pari al 38,5%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (25,3%) e di quello in euro del greggio (11,1%); (ii) della diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 7,5%, equivalente a 2,3 milioni di boe, connessa principalmente al declino dei giacimenti dell'offshore adriatico; (iii) dell'aumento dei costi di esercizio; (iv) dei maggiori ammortamenti e svalutazioni. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dai maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere; (ii) dall'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 2,9%, equivalente a 0,6 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri; (iii) dalla diminuzione del costo lavoro.

Gas & Power

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
(1.664)	**Utile (perdita) operativa**	**(2.606)**	**(332)**	**2.274**
52	Esclusione (utile) perdita di magazzino	190	(123)	(313)
(1.612)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(2.416)**	**(455)**	**1.961**

La **perdita operativa a valori correnti** della Gas & Power (€455 milioni) si è ridotta di €1.961 milioni a seguito della migliorata competitività del business grazie ai 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. Questo effetto positivo è stato parzialmente compensato dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica per effetto del deterioramento delle condizioni di mercato che riflette la pressione competitiva, la debolezza della domanda nonché l'effetto del clima mite registrato nell'esercizio.

Refining & Marketing

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
(887)	**Utile (perdita) operativa**	**(1.564)**	**(1.898)**	**(334)**
(33)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	194	1.378	1.184
(920)	**Utile (perdita) operativa a valori correnti**	**(1.370)**	**(520)**	**850**

La **perdita operativa a valori correnti** della Refining & Marketing (€520 milioni) si è ridotta di €850 milioni per effetto: (i) delle minori svalutazioni degli asset; (ii) delle azioni di ottimizzazione operativa ed efficienza costi sulle raffinerie e di uno scenario di raffinazione meno penalizzante; (iii) dei minori oneri legati a mobilità ed esodi agevolati; (iv) del migliore risultato del business rete dovuto sia alla performance sia a minori ammortamenti conseguenti alla rivisitazione delle vite residue dei cespiti.

Corporate

La **perdita operativa** di Corporate (€340 milioni) è diminuita di €119 milioni, pari al 25,9%, essenzialmente a seguito dei minori costi per la gestione e sviluppo dei sistemi informatici e dei costi di comunicazione.

Imposte sul reddito

2012	(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
	Imposte correnti			
77	IRES	60	9	(51)
(17)	IRAP	(9)	1	10
(250)	Addizionale Legge n. 7/09	(184)	824	1.008
(190)	**Totale imposte correnti**	**(133)**	**834**	**967**
(6)	Imposte differite	42	(47)	(89)
368	Imposte anticipate	790	214	(576)
(866)	Svalutazione imposte anticipate	(903)	(500)	403
(504)	**Totale imposte differite e anticipate**	**(71)**	**(333)**	**(262)**
(694)	**Totale imposte sul reddito Eni SpA**	**(204)**	**501**	**705**
(3)	Imposte relative alla rilevazione delle Joint Operation	20	55	35
(697)		**(184)**	**556**	**740**

Le **imposte sul reddito** positive per €556 milioni sono costituite da imposte sul reddito di Eni SpA per €501 milioni e da imposte sul reddito relative alle società in joint operation per €55 milioni, in particolare di Eni East Africa SpA.

Le **imposte sul reddito di Eni SpA** positive per €501 milioni sono migliorate di €705 milioni a seguito: (i) dell'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax), con effetto dall'esercizio 2009 (€1.008 milioni, di cui €824 milioni dovuti al provento rilevato nel 2014); (ii) della minore svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità e in funzione della tempistica attesa per il rigiro delle differenze temporanee (€403 milioni). Questi effetti positivi sono stati parzialmente compensati: (i) dalle minori imposte anticipate rilevate (€576 milioni) per effetto principalmente della sentenza del 9 febbraio 2015, depositata in data 11 febbraio, con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'articolo 81 del Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 relativamente alla parte che aveva istituito l'addizionale all'IRES, cosiddetta Robin Tax, che ha comportato lo storno della fiscalità differita attiva al netto di quella passiva relativa alla suddetta addizionale (€374 milioni); (ii) dalle maggiori differite passive rilevate (€89 milioni), in particolare in relazione alle maggiori differenze attive di cambio non realizzate al netto dei relativi accantonamenti (€27 milioni) e del minor ammontare dei rigiri relativi alla fiscalità differita stanziata con riferimento alle partecipazioni cedute (23 milioni di euro); (iii) da minori imposte correnti positive (€51 milioni).

La differenza del 41,76% tra il tax rate effettivo (-14,26%) e teorico (27,50%) inclusivo delle joint operation è riferibile essenzialmente alla differenza (40,15%) tra il tax rate effettivo (-12,65%) e teorico (27,50%) di Eni SpA. Questa differenza di Eni SpA è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 46,18%); (ii) al provento per il rimborso dell'addizionale all'IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 20,82%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto del 12,63%); (ii) dall'adeguamento delle imposte differite conseguente alla sentenza con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'addizionale all'IRES, cosiddetta Robin Tax (con un effetto del 9,45%); (iii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (7,19%) e da altri fenomeni di minore importo.

Stato patrimoniale riclassificato[1]

(€ milioni)	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	6.792	7.422	630
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.649	1.530	(1.119)
Attività immateriali	1.212	1.197	(15)
Partecipazioni	34.747	32.871	(1.876)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.131	4.147	1.016
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(217)	(316)	(99)
	48.314	**46.851**	**(1.463)**
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	2.190	1.699	(491)
Crediti commerciali	12.585	12.741	156
Debiti commerciali	(7.354)	(8.377)	(1.023)
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	898	2.002	1.104
Fondi per rischi e oneri	(4.212)	(4.514)	(302)
Altre attività (passività) d'esercizio	(479)	(745)	(266)
	3.628	**2.806**	**(822)**
Fondi per benefici ai dipendenti	**(344)**	**(381)**	**(37)**
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	**10**	**14**	**4**
CAPITALE INVESTITO NETTO	**51.608**	**49.290**	**(2.318)**
Patrimonio netto	**40.743**	**40.529**	**(214)**
Indebitamento finanziario netto	**10.865**	**8.761**	**(2.104)**
COPERTURE	**51.608**	**49.290**	**(2.318)**

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA, se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

Capitale immobilizzato

Il **capitale immobilizzato** (€46.851 milioni) è diminuito di €1.463 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto essenzialmente della riduzione: (i) delle partecipazioni (€1.876 milioni), a seguito essenzialmente della cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e delle svalutazioni di alcune imprese controllate; (ii) delle rimanenze (€1.119 milioni), a seguito essenzialmente della svalutazione delle scorte d'obbligo valorizzate ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa (€1.016 milioni), in particolare per finanziamenti a medio lungo termine concessi a Saipem SpA e alla Eni Finance International SA.

Capitale di esercizio

Il **capitale di esercizio netto** (€2.806 milioni) è diminuito di €822 milioni a seguito essenzialmente: (i) della riduzione del saldo crediti/debiti commerciali (€867 milioni); (ii) della riduzione delle rimanenze (€491 milioni) essenzialmente per l'adeguamento ai minori prezzi di mercato del petrolio e dei prodotti petroliferi alla fine dell'anno. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei crediti tributari per effetto essenzialmente dell'iscrizione del provento conseguente all'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax), al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio.

Attività destinate alla vendita

Le **attività destinate alla vendita** di €14 milioni si riferiscono essenzialmente ad alcune partecipazioni in società collegate che operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.

(1) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari del consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

Patrimonio netto

(€ milioni)		
Patrimonio netto al 31 dicembre 2013		**40.743**
Incremento per:		
Utile netto		4.455
Altri incrementi		2
		4.457
Decremento per:		
Acconto sul dividendo 2014	(2.020)	
Distribuzione saldo dividendo 2013	(1.986)	
Acquisto azione proprie	(380)	
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(168)	
Variazione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri e dell'effetto fiscale	(76)	
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(19)	
Operazioni straordinarie under common control	(14)	
Diritti decaduti stock option	(7)	
Costi accessori all'acquisto azioni proprie	(1)	
		(4.671)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2014		**40.529**

Indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31 dicembre 2013	31 dicembre 2014	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.249	24.687	(562)
Debiti finanziari a breve termine	*6.465*	*7.287*	*822*
Debiti finanziari a lungo termine	*18.784*	*17.400*	*(1.384)*
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3.894)	(4.280)	(386)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(5.486)	(6.622)	(1.136)
Attività finanziarie destinate al trading	(5.004)	(5.024)	(20)
Indebitamento finanziario netto	**10.865**	**8.761**	**(2.104)**

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto di €2.104 milioni è dovuto essenzialmente: (i) al flusso di cassa netto da attività operativa (€8.861 milioni); (ii) alle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€854 milioni), in particolare la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Tali effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per azione (€2.020 milioni); (ii) dal pagamento del dividendo residuo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione (€1.986 milioni); (iii) dagli investimenti relativi ad attività materiali e immateriali (€1.488 milioni); (iv) dall'incremento degli investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa (€916 milioni); (v) dagli investimenti netti in partecipazioni (€517 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (vi) dall'acquisto di azioni proprie (€380 milioni).

Rendiconto finanziario riclassificato[2]

(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
Utile netto	**4.414**	**4.455**	**41**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	3.383	2.759	(624)
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(106)	(97)	9
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(9.259)	(7.107)	2.152
Variazione del capitale di esercizio	1.132	2.987	1.855
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	9.125	5.864	(3.261)
Flusso di cassa netto da attività operativa	**8.689**	**8.861**	**172**
Investimenti tecnici	(1.347)	(1.488)	(141)
Investimenti in partecipazioni	(7.343)	(517)	6.826
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	(7)	(916)	(909)
Dismissioni	2.328	854	(1.474)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(142)	95	237
Free cash flow	**2.178**	**6.889**	**4.711**
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(1.465)	(1.132)	333
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	730	(985)	(1.715)
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.949)	(4.386)	(437)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**(2.506)**	**386**	**2.892**
Free cash flow	**2.178**	**6.889**	**4.711**
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.949)	(4.386)	(437)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(205)	(399)	(194)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**(1.976)**	**2.104**	**4.080**

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2013	2014	Var. ass.
Exploration & Production	673	1.006	333
di cui ricerca esplorativa	*72*	*162*	*90*
Gas & Power	36	30	(6)
Refining & Marketing	534	410	(124)
Corporate	104	42	(62)
Investimenti tecnici	**1.347**	**1.488**	**141**

(2) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

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

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 di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			6.792		7.422
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.649		1.530
Attività immateriali			1.212		1.197
Partecipazioni			34.747		32.871
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			3.131		4.147
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	258		167	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 18)	2.873		3.980	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(217)		(316)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 20)	39		37	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(256)		(353)	
Totale Capitale immobilizzato			**48.314**		**46.851**
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			2.190		1.699
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		12.585		12.741
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(7.354)		(8.377)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			898		2.002
- passività per imposte sul reddito correnti		(2)		(4)	
- passività per altre imposte correnti		(1.600)		(1.227)	
- attività per imposte sul reddito correnti		293		155	
- attività per altre imposte correnti		175		399	
- attività per imposte anticipate		1.927		1.727	
- altre attività non correnti	(vedi nota 20)	167		944	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	96		160	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(125)		(119)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(33)		(33)	
Fondi per rischi e oneri			(4.212)		(4.514)
Altre attività (passività) di esercizio:			(479)		(745)
- altri crediti	(vedi nota 9)	351		1.107	
- altre attività (correnti)		846		2.417	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 20)	2.295		726	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(743)		(684)	
- altre passività (correnti)		(1.294)		(2.647)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(1.934)		(1.664)	
Totale capitale di esercizio netto			**3.628**		**2.806**
Fondi per benefici ai dipendenti			**(344)**		**(381)**
Attività destinate alla vendita			**10**		**14**
CAPITALE INVESTITO NETTO			**51.608**		**49.290**
Patrimonio netto			**40.743**		**40.529**
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		18.784		17.400	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		1.929		3.488	
- passività finanziarie a breve termine		4.536		3.799	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		3.894		4.280	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	5.486		6.622	
Altre attività finanziarie destinate al trading		5.004		5.024	
Totale indebitamento finanziario netto			**10.865**		**8.761**
COPERTURE			**51.608**		**49.290**

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2013		2014	
Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		**4.414**		**4.455**
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		3.383		2.759
- ammortamenti	960		1.100	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	780		160	
- effetto valutazione partecipazioni	1.659		1.521	
- differenze cambio da allineamento	(3)		(12)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	(3)		(12)	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(10)		2	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(106)		(97)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni:		(9.259)		(7.107)
- dividendi	(9.888)		(6.992)	
- interessi attivi	(235)		(251)	
- interessi passivi	680		692	
- imposte sul reddito	184		(556)	
Variazione del capitale di esercizio:		1.132		2.987
- rimanenze	284		1.606	
- crediti commerciali	442		13	
- debiti commerciali	(544)		734	
- fondi per rischi e oneri	622		(52)	
- altre attività e passività	328		686	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		9.125		5.864
- dividendi incassati	9.888		6.316	
- interessi incassati	214		204	
- interessi pagati	(818)		(715)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(159)		59	
Flusso di cassa netto da attività operativa		**8.689**		**8.861**
Investimenti tecnici:		(1.347)		(1.488)
- immobilizzazioni materiali	(1.110)		(1.189)	
- immobilizzazioni immateriali	(237)		(299)	
Investimenti in partecipazioni		(7.343)		(517)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		(7)		(916)
- crediti finanziari strumentali	(5)		(916)	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(2)			
Dismissioni:		2.328		854
- immobilizzazioni materiali	7		4	
- immobilizzazioni immateriali	4			
- partecipazioni	2.317		841	
- altre attività destinate alla vendita			9	
- cessione rami d'azienda				
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		(142)		95
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(142)		95	
Free cash flow		**2.178**		**6.889**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(1.465)		(1.132)
- investimenti (disinvenstimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.536		(1.124)	
- investimenti (disinvenstimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa	(5.001)		(8)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		730		(985)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	961		(273)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(231)		(712)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.949)		(4.386)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.949)		(4.006)	
- acquisto di azioni proprie			(380)	
Flusso di cassa netto		**(2.506)**		**386**

Fattori di rischio e incertezza

Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 34 "Garanzie, impegni e rischi" del Bilancio consolidato.

Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

I risultati di Eni, soprattutto quelli del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. L'aumento del prezzo degli idrocarburi determina maggiori risultati e cash flow a livello consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo.
Nella parte finale del 2014 il mercato petrolifero è entrato in crisi a causa dei fondamentali della domanda e dell'offerta globale, in un contesto di maggiore apertura del settore, di progressiva perdita di controllo da parte dell'Opec e del ruolo marginale delle crisi geopolitiche. L'indebolimento della domanda petrolifera dovuto alla minore richiesta energetica in Cina, Europa e altre economie e la forte crescita dell'output principalmente nei paesi non OPEC (USA, Brasile, Russia) hanno determinato un'oversupply stimata in circa 2 milioni di barili/giorno. In tale quadro, il prezzo del riferimento Brent dopo il picco di metà 2014 a 110 dollari/barile ha perso nel giro di pochi mesi il 60% del valore, scendendo al di sotto dei 50 dollari/barile tra la fine del 2014 e l'inizio del 2015, il minimo dal 2009. Su base annua il prezzo medio del Brent è stato di 99 dollari/barile con una flessione del 9% rispetto al 2013. Il management prevede un prezzo medio del petrolio Brent di 55 dollari/barile per il 2015 e un graduale recupero nel corso del quadriennio, confermando il prezzo long-term di 90 dollari/barile nelle proiezioni finanziarie del piano quadriennale 2015-2018 e nella valutazione a vita intera dei progetti d'investimento in corso o pianificati. Nella previsione di prezzo di lungo termine il management ha considerato la reazione dell'oil industry al mutato scenario. Sulla base degli annunci delle oil majors di tagli consistenti ai piani d'investimento e assumendo un declino del 5% annuo nelle produzioni correnti, riteniamo possibile che nel medio lungo termine si verifichi una carenza di offerta, mentre la domanda grazie anche allo stimolo del prezzo più contenuto possa tornare a crescere a un ritmo dell'1% annuo.
L'esposizione al rischio prezzo riguarda circa il 50% della produzione di petrolio e gas di Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte di Eni, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Della parte residua della produzione, circa il 35% proviene dal recupero dei costi nei contratti di Production Sharing, come tale isolato dalla volatilità del prezzo poiché garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola al rischio volume (vedi di seguito). Infine, l'esposizione al rischio prezzo di un 5-10% della produzione è compensata dal movimento di segno opposto nei costi di approvvigionamento del settore Gas & Power, che sono indicizzati al prezzo del petrolio. Sulla base del portafoglio corrente di asset Oil & Gas, il management stima che rispetto al prezzo di riferimento per il 2015 di 55 dollari/barile, per ogni variazione di -/+ 1 dollari/barile l'utile netto consolidato di Gruppo diminuisce/aumenta di circa €150 milioni e il flusso di cassa dopo gli investimenti ("free cash flow") si contrae/incrementa di un ammontare quasi equivalente.
In aggiunta all'impatto su ricavi, redditività e cash flow, nel caso di un prolungato declino dei prezzi del petrolio, la Compagnia potrebbe rivedere la recuperabilità futura dei valori di bilancio delle proprietà Oil & Gas con la necessità di rilevare significative svalutazioni. I prezzi futuri del petrolio potrebbero differire in maniera sostanziale rispetto alla quotazione utilizzata nella stima delle riserve certe dell'Eni e nelle determinazione del loro valore attuale netto al fattore di sconto del 10% al 31 dicembre 2014.
In linea con quanto previsto dalla SEC regulation, i prezzi utilizzati per la valutazione delle riserve di idrocarburi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio. Le riserve certe al 31 dicembre 2014 sono state determinate sulla base del prezzo medio del marker Brent di 101 dollari/barile per il 2014. I prezzi delle commodity hanno evidenziato una significativa riduzione nel quarto trimestre 2014. In assenza di una ripresa nelle quotazioni delle commodity, le stime future delle nostre riserve saranno basate su prezzi inferiori, determinando la revisione negativa delle riserve certe non più economiche. Al 31 dicembre 2014, il valore attuale netto delle riserve certe è pari a circa €59,6 miliardi determinato, al pari della stima dei quantitativi di riserve certe al 31 dicembre 2014, sula base del prezzo medio del marker Brent di 101 dollari/barile. A parità di altre condizioni, in presenza di prezzi in linea con le quotazioni del primo trimestre 2015, il valore attuale delle nostre riserve determinato con il tasso di sconto al 10% potrebbe ridursi significativamente rispetto al consuntivo 2014.
Un prolungato declino dei prezzi potrebbe compromettere anche la redditività dei progetti di sviluppo delle riserve nel caso in cui i prezzi si attestino su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. In tale scenario, Eni potrebbe rivedere le decisioni d'investimento riprogrammando certi progetti con ricadute negative sui tassi di crescita. Considerata la complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione di tali progetti, Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta ai fini della valutazione e selezione degli investimenti, scenari di prezzo di lungo termine, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management

dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

Per il quadriennio 2015-2018 Eni prevede un programma d'investimenti di €47,8 miliardi, di cui il 90% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, con una flessione di oltre il 17% rispetto al piano precedente a cambi costanti per effetto della maggiore selettività nelle decisioni di spesa e di diverse iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti con particolare riguardo a quelli sviluppati per fasi. I target produttivi restano sostanzialmente confermati rispetto al piano precedente con un tasso di incremento atteso delle produzioni superiore al 3% medio nell'arco di piano.

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante dei contratti di Production Sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi aumenta al diminuire del prezzo di riferimento del barile e viceversa. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che rispetto allo scenario di riferimento per ogni dollaro/barile di riduzione delle quotazioni del petrolio, la produzione Eni aumenta di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle maggiori attribuzioni nei PSA. Tuttavia tale sensitivity in un contesto di scenario del Brent marcatamente differente può produrre risultati sensibilmente diversi. L'impatto delle variazioni dei prezzi sui PSA è stato complessivamente trascurabile nelle produzioni e nel calcolo delle riserve del 2014. La sensitivity può cambiare in futuro.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentine contrazioni del prezzo del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano un miglioramento nel breve termine e viceversa.

Nel 2014 l'attività Refining & Marketing Eni ha registrato un miglioramento rispetto al 2013 con perdite operative dimezzate (a -€208 milioni) per effetto della riduzione del costo della carica petrolifera in un quadro di estrema volatilità dei margini e di debolezza dei fondamentali. Nel breve termine è probabile un certo rafforzamento nel trend di recupero del margine di raffinazione; tuttavia il management ritiene che le criticità strutturali del settore dovute all'eccesso di capacità, stagnazione della domanda e pressione competitiva da flussi di prodotto più economico importato da Russia, Asia e Stati Uniti possano limitare gli upside dello scenario. L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dalla prolungata fase di contrazione dei consumi (-2% nel confronto con il 2013) e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Il management prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole negli anni di piano a causa della lentezza della ripresa economica in Italia. Di fronte alle difficoltà strutturali dell'industria europea della raffinazione, in particolare nell'area del Mediterraneo, e alla debolezza dei consumi, le prospettive di recupero di redditività del settore Eni Refining & Marketing dipenderanno in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di riduzione della capacità di lavorazione, di ottimizzazione e di controllo dei costi e dei consumi energetici. In tale ambito nel 2014 è stata avviata la produzione di biocarburanti della raffineria di Venezia ed è stato definito il piano di rilancio del sito di Gela che prevede la fermata definitiva dell'impianto a carica petrolifera e lo sviluppo di produzioni verdi a tecnologia Eni, in modo analogo al modello adottato per Venezia, nonché la creazione di un moderno hub logistico. Tali azioni, unitamente alla cessione della partecipazione nella raffineria nell'Est Europeo, hanno ridotto di circa il 30% la capacità di lavorazione a ciclo tradizionale basato sulla carica petrolifera, riducendo il livello di break even.

Il settore chimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria (basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva). Nel 2014 il business ha continuato a registrare perdite operative a €346 milioni, con un certo miglioramento rispetto al 2013 (+10,4%) a causa della riduzione del costo della carica petrolifera, peraltro in un quadro fondamentale fortemente deteriorato a causa della domanda stagnante e della concorrenza da parte dei produttori asiatici con forte pressione sui margini. Le prospettive di breve/medio termine rimangono sfidanti per effetto della lenta ripresa economica in Italia e in Europa e delle dinamiche competitive, mentre il recupero dei margini per effetto del minore costo della carica è considerato di breve durata. Per contrastare i deficit strutturali del business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale nei mercati in crescita del Sud-Est asiatico e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempi al riguardo sono il progetto "Chimica Verde" di Porto Torres avviato nel primo semestre 2014 in joint venture con Novamont, che segna l'ingresso di Eni nel settore dei monomeri e intermedi da materia prima vegetale per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale. Nell'anno è stata avviata la ristrutturazione del sito di Porto Marghera, che prevede lo sviluppo della produzione di bio-intermedi da oli vegetali in partnership con Elevance Renewable Science Inc e la chiusura definitiva del cracker a carica petrolifera. Il recupero di redditività a medio termine del settore chimico Eni dipenderà in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di diversificazione e "turnaround" e dal continuo miglioramento dell'efficienza.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare lo spending in esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo, e alle incertezze sull'andamento dell'economia globale che frenano le decisioni finali d'investimento e la tempistica di avvio dei progetti da parte dei committenti di impianti. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha adot-

tato una strategia di diversificazione del portafoglio di attività puntando ad acquisire un solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e a elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alla ciclicità del mercato. Questa strategia fa leva sui punti di forza del business, rappresentati dalla disponibilità di mezzi navali di perforazione e costruzione tra i più avanzati al mondo, dalla competenza del personale e dal contenuto locale. Per il 2015, nonostante la prospettiva di uno scenario sfidante a causa del crollo del prezzo del petrolio, il management prevede che l'esecuzione dei progetti di recente acquisizione sosterrà i risultati operativi.

Rischio Paese

Al 31 dicembre 2014, il 79% delle riserve certe di idrocarburi e il 60% degli approvvigionamenti long-term di gas di Eni provenivano da Paesi non OCSE, principalmente da Africa, Russia, Asia Centrale e America Meridionale. Questi Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Pertanto Eni è esposta ai rischi di possibili evoluzioni negative del quadro politico, sociale e macroeconomico che possono sfociare in eventi quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici e altre forme di disordine civile, contrazione dell'attività economica e difficoltà finanziarie dei governi locali con ricadute sulla solvibilità degli Enti di Stato, elevati livelli di inflazione, svalutazione della moneta e fenomeni similari tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas.
Altri rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi, nazionalizzazioni ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time-to-market dei progetti di sviluppo. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Nello scenario corrente, il crollo del prezzo del petrolio rappresenta una criticità per la situazione finanziaria di alcuni Paesi nei quali sono localizzate le riserve di Eni, con l'aumento del rischio default e di conseguenza dell'instabilità politica ed economica. Inoltre le società petrolifere di tali Stati sono in alcuni casi partner di Eni nella conduzione di progetti di sviluppo delle riserve. Un eventuale default sovrano potrebbe compromettere la viabilità finanziaria dei progetti o causare un aumento dell'esposizione di Eni. A tal riguardo si osserva che in diversi progetti Eni finanzia in base agli accordi contrattuali la first party e quindi eventuali default sovrani avrebbero conseguenze non significative. In aggiunta a questo, negli accordi di jv esistono generalmente "clausole di default" a tutela dei partner non defaulting che prevedono che questi ultimi possano rivalersi sulle quote di produzione dei partner in default o subentrare nei diritti.
Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio nelle attività upstream. Eni monitora in maniera costante i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economico-finanziaria e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante.
In Africa Settentrionale è localizzato circa il 27% delle riserve certe di Eni alla data del Bilancio 2014. Diversi Paesi in quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente stanno ancora vivendo la fase di estrema instabilità politica e sociale successiva al periodo chiamato "Primavera Araba", che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Mentre in alcuni Paesi dell'area ci sono segnali di stabilità grazie alla normalizzazione dell'assetto governativo e politico, per altri si ritiene invece che il quadro socio-politico continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile.
Nel momento storico corrente la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio politico per Eni. Dopo la rivoluzione del 2011 e la caduta del regime, la frammentarietà del quadro politico che ne ha fatto seguito e le conseguenti tensioni sociali sfociate in disordini, scioperi, proteste e il ritorno del conflitto interno, hanno talvolta comportato interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali, com'è accaduto con una certa frequenza nel 2013 e in maniera episodica nel 2014. Nell'anno gli impianti Eni in Libia hanno erogato 239 mila boe/giorno facendo registrare un leggero incremento rispetto al 2013. Il Gruppo è impegnato nel ripristino del plateau produttivo nel Paese dopo i gravi eventi del 2011 che videro il blocco quasi totale delle attività produttive e delle esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi. Il quadro socio-politico in Libia rimane estremamente volatile. Alla luce dei recenti sviluppi geopolitici, il management ha rafforzato le misure di sicurezza e prevenzione presso gli asset Eni nel Paese; a oggi non si sono verificate interruzioni di attività significative.
In Egitto, nonostante un certo rafforzamento del quadro istituzionale, la situazione finanziaria rimane problematica, come evidenziato dalle continue difficoltà delle società petrolifere locali a onorare gli impegni per le forniture di idrocarburi. Tuttavia, in virtù delle consolidate relazioni con le controparti, sono proseguite diverse iniziative commerciali che hanno consentito il rimborso a Eni di un ammontare significativo dei crediti commerciali scaduti maturati fino al 30 giugno 2014 (pari a €1,2 miliardi) portando il totale a fine 2014 a circa €800 milioni. Il management prevede che l'ammontare dello scaduto continuerà a declinare nel corso del 2015 grazie all'entrata a regime delle iniziative già individuate e con il contributo di altre iniziative dedicate alla riduzione dello stesso che saranno intraprese dalle controparti governative.
A questi temi si aggiungono i rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente, oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. La presenza Eni in Iran è ormai marginale, legata al solo recupero dei crediti a seguito del

completamento dell'ultimo contratto petrolifero per il quale sono state trasferite le operazioni al partner iraniano (giacimento di Darquain). Eni ritiene che tale attività residua e l'import di greggio iraniano per il rimborso dei crediti in essere verso le controparti di Stato non rappresentino violazioni delle leggi USA e delle risoluzioni UE volte a colpire l'Iran e chiunque conduca affari in Iran o con controparti iraniane.
Altro Paese a rischio per Eni è la Nigeria, dove da alcuni anni si verificano frequenti atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni che coinvolgono le installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger, impattando la continuità produttiva. L'intensificarsi di questo tipo di eventi e la loro ricorrenza hanno compromesso la capacità del Gruppo di condurre in sicurezza le attività petrolifere in tali zone. L'incertezza circa l'evoluzione a breve/medio termine del quadro socio-politico in Libia e il venir meno delle condizioni di sicurezza in Nigeria hanno indotto il management ad adottare ipotesi prudenziali nella proiezione dei livelli produttivi Eni in questi due Paesi.
Le tensioni geopolitiche tra Russia e Ucraina in merito alla sovranità sulla Crimea hanno portato all'adozione di importanti misure sanzionatorie nei confronti della Russia da parte degli USA e dell'UE. Tali sanzioni colpiscono principalmente i settori finanziario e della ricerca e produzione di idrocarburi. Circa il 30% degli approvvigionamenti di gas long-term di Eni proviene dalla Russia ed Eni è partner della società petrolifera russa Rosneft in diversi progetti esplorativi nel Mare di Barent russo e nel Mar Nero. Nonostante le misure restrittive prevedano delle esenzioni per i contratti esistenti alla data di adozione, l'ottenimento delle relative autorizzazioni ha modalità e tempi incerti. Il quadro sanzionatorio potrebbe inoltre variare in base all'evoluzione della situazione politica. Sono pertanto possibili ritardi nell'esecuzione dei progetti in corso.

Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.
I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.
Tra la fase esplorativa di successo e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti, che comprendono la definizione degli accordi commerciali con i partner industriali dell'iniziativa compresa la First party di Stato, la firma dei contratti gas, l'ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato a un determinato schema di sviluppo delle riserve, la fase di ingegneria di dettaglio e la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un fattore di rischio aggiuntivo, considerato che Eni è impegnata nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti sensibili quali l'Artide e il Mar Caspio, dove i fattori ambientali e climatici possono incidere sulla programmazione ed esecuzione delle attività realizzative. Inoltre i giacimenti d'idrocarburi sono talora localizzati in ecosistemi e habitat naturali sensibili (oltre ai citati Artide e Mar Caspio, il Golfo del Messico, il Mare del Nord, il Mozambico e altri) nei quali la necessità di adottare i sistemi più avanzati di monitoraggio e di tutela ambientale e di capacità di risposta nel caso di eventi calamitosi comporta la dilatazione dei tempi di sviluppo e l'aumento dei costi. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio, che potrebbe attestarsi su livelli inferiori rispetto a quello sulla cui base il management ha preso la FID e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registra un ritardo medio di circa il 30% nell'avvio dei progetti a causa della crescente complessità tecnologica e logistica che caratterizza l'oil industry, delle difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction) in particolare per la scarsa qualità della fase di ingegneria di dettaglio e per i ritardi nel commissioning, nonché di strozzature e colli di bottiglia nella capacità produttiva disponibile per la realizzazione degli impianti upstream che comporta continui ritardi di consegna.
Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi di eventi dannosi a carico dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle persone e delle comunità circostanti. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperatura nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni deep offshore, per le quali è oggettivamente più difficoltoso intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artide (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di perforazione per la ricerca e lo sviluppo d'idrocarburi. Nel 2014 Eni ha derivato circa il 55% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.
Nell'ambito delle attività di sviluppo, l'adozione negli ultimi anni di alcune mirate azioni strategiche ha contribuito alla mitigazione dei rischi sopra descritti, consentendo di conseguire contestualmente evidenti benefici in termini di riduzione del time-to-market dei progetti e di contenimento dei costi. A titolo esemplificativo rientrano tra queste iniziative: la fasatura dei progetti in accordo alla maturità delle riserve, l'insourcing dell'ingegneria nelle fasi iniziali di progetto e l'introduzione del "design freeze", che prevede il congelamento del concept design al termine della concept selection, il miglioramento della qualità dell'ingegneria attraverso la standardizzazio-

ne/modularizzazione e l'introduzione della funzione di technical authority. Ulteriori azioni sono state indirizzate al miglioramento della supply chain garantendo lo sfruttamento di nuove opportunità derivanti dal mercato (i.e. utilizzo di early production facilities e facilities refurbished) e all'intensificazione del controllo/monitoraggio durante le fasi di execution.
Eni adotta sistemi operativi e gestionali finalizzati a mitigare per quanto possibile il rischio blow-out. La Società mantiene un controllo rigoroso sulle analisi del rischio geologico, ingegneria e conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio passi autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, focus sulle tecnologie di produzione (materiali, attrezzature), procedure avanzate di controllo e monitoraggio con la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede centrale (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training.
I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono rappresentati in generale dalla qualità e tipologia degli asset Oil & Gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da condizioni di elevata pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza del 3% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio il management prevede di incrementare la produzione operata lorda del 40% circa rispetto ai livelli correnti a circa 3,8 milioni di boe/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E

Le attività industriali di Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura a rischi operativi che possono avere conseguenze dannose per le persone e per l'ambiente. Le cause potrebbero essere guasti tecnici, malfunzionamenti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, collisioni con navi con possibili conseguenze quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività Oil & Gas"). Tali rischi sono influenzati dalla geografia e dalle condizioni climatiche dei contesti territoriali, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di specie protette e dalla complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e convenzioni internazionali.
Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations e delle comunità interessate. L'accadimento di un evento potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione.
Le leggi ambientali impongono l'obbligo a chi inquina di bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti. Eni è esposta in misura rilevante a tale rischio in Italia, dove, a eccezione delle attività di ricerca e produzione d'idrocarburi, è concentrata la maggior parte dei siti industriali in produzione o presso i quali ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche, progressivamente dismesse, chiuse, smantellate o riconvertite. Presso questi siti Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (il Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri), attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestione di tali siti, non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali ulteriori passività ambientali.
Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è stato possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile, a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. È possibile che in futuro possano essere rinvenute nuove passività storiche in relazione ai risultati delle caratterizzazioni in corso sui siti d'interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al Bilancio consolidato).
In riferimento alla responsabilità dell'impresa sui reati ambientali inclusi nel D.Lgs. 231/2001, (rif. D.Lgs. 121/2011), per assicurare il controllo sulla possibilità di commissione di tali reati, Eni ha definito strumenti di controllo operativo per valutare i rischi e monitorare la corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili, in tema ambientale. Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile delle risorse naturali costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze a operare.
Eni ha inoltre definito idonei strumenti di identificazione, valutazione e monitoraggio degli impatti potenziali conseguenti al cambia-

mento climatico, alle risorse idriche e alla biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Eni è attiva in gruppi di lavoro delle associazioni internazionali di settore (OGP e IPIECA) che mirano a definire linee guida e pratiche operative volte alla riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività Oil & Gas.
In merito ai cambiamenti climatici, Eni sta dedicando una crescente attenzione sia ai rischi connessi all'evoluzione della normativa internazionale, sia a quelli inerenti gli impatti fisici derivanti dai cambiamenti climatici. Riguardo all'evoluzione normativa, sono in particolare gestiti i rischi di compliance legati all'Emission Trading europeo, all'evoluzione del Quadro normativo europeo su clima ed energia al 2030 e ai negoziati internazionali sull'Accordo post Kyoto. Rispetto a quest'ultimo punto va evidenziata la crescente diffusione internazionale di nuovi schemi di tassazione del carbonio o di trading delle emissioni (rif. Carbon Pricing). Eni valuta e monitora inoltre il rischio idrico e gli effetti degli eventi naturali dei cambiamenti climatici al fine di identificare le migliori strategie di adattamento per l'ambiente e gli asset.
La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. Nel 2014 sono state pubblicate le BAT (migliori tecniche disponibili) per la raffinazione di petrolio e di gas, ai sensi della direttiva 2010/75/UE (IED). L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. Con il D.Lgs. 46/2014 l'Italia ha recepito la direttiva IED (sulle emissioni degli impianti industriali). Negli ultimi anni i principali siti di Eni si sono dotati di sistemi informatici in particolare per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni, e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme. Tali sistemi facilitano anche l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.
La criticità della relazione ambiente – salute – comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate sul territorio; tale interesse si è concretizzato in sede europea con l'elaborazione da parte della Commissione di una serie di nuove proposte normative, come il pacchetto sulla qualità dell'aria. In Italia, le autorità competenti procedono con l'effettuazione delle valutazioni del danno sanitario per gli stabilimenti industriali inseriti in situazioni territoriali a elevato rischio ambientale e/o ricadenti in ambito AIA, in linea con i criteri dettati dal Decreto del 24/04/2013. I risultati di queste valutazioni potranno evidenziare la necessità di attuare interventi aggiuntivi di riduzione dei contributi emissivi considerati particolarmente nocivi per la salute, attraverso il riesame delle AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale) emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento.
La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici definita nel Regolamento (CE) n. 1907/2006 (conosciuto come REACH, Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals) e nel Regolamento (CE) n. 1272/2008 (conosciuto come CLP, Classification Labeling and Packaging) ha introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni e in particolare nel rapporto con i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.
A luglio 2012 è stata pubblicata la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, destinata ad abrogare e sostituire la direttiva 96/82/CE. In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015 gli Stati membri dovranno adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.
Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un rischio significativo HSE.
Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali e declinate nella Management System Guideline (MSG) HSE. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La MSG descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali. Inoltre Eni si è dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE (a cadenza trimestrale, semestrale e annuale) e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la MSG HSE, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- certificazioni dei sistemi di gestione (con verifiche annuali effettuate da un ente certificatore);
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit finalizzati alla verifica della sicurezza di processo (downstream) o dell'efficacia delle barriere preventive e miti-

gative dei rischi di processo (upstream);
- audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti).

Eni pone particolare enfasi sulla sicurezza di processo e sull'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica dedicati.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta per limitare i danni in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazione. È emblematica l'azione di Eni in Nigeria, in cui, a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, oltre ad aumentare la sorveglianza diretta sono in corso progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft". È anche stata sperimentata positivamente, anche in Italia, la predisposizione di sistemi di monitoraggio in remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, per favorire la tempestività degli interventi di contenimento e riparazione; in Italia se ne prevede l'estensione su varie pipes.

In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta i settori di business e Società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di $1,1 miliardi per incidenti offshore e $1,5 miliardi per l'onshore (le raffinerie). A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: $1 miliardo per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; $500 milioni nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente di Macondo verificatosi nel 2010 nel Golfo del Messico, il Governo statunitense e i Governi di altri Paesi hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi. Gli Stati Uniti hanno avviato un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori; l'industria ha istituito il Centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito di oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta inoltre sviluppando tecnologie proprietarie volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare; ad esempio il progetto di ricerca CUBE (Containment of Underwater Blow Out Events) provvederà a validare e industrializzare un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina così come il progetto Blow Stop sviluppa una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

A livello europeo è stata emessa il 12 giugno 2013 la direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza delle operazioni Oil & Gas offshore avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo. Le nuove disposizioni riguardano le installazioni offshore fisse e mobili, produttive o di perforazione, future ed esistenti. La concessione del titolo minerario è subordinata alla valutazione della capacità tecnica e finanziaria dell'operatore di far fronte a incidenti significativi e alle responsabilità legali che ne derivano. L'operatore deve elaborare un Rapporto sui Rischi Significativi per ogni fase rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica in sede di rilascio delle autorizzazioni delle attività esplorative e l'informazione pubblica per le attività successive.

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

Inoltre Eni, in virtù del Memorandum of Understanding, siglato ad agosto 2012 con il Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e il Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS), sta contribuendo al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety " (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo che si concluderà nel 2015.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle aree costiere protette per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010.

La Legge n. 134 del 7/8/2012, art. 35 ha confermato il limite delle 12 miglia estendendolo a tutte le coste, specificando che dalle restrizioni sono fatti salvi i procedimenti concessori che erano in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 del 2010.
L'impatto delle attività del settore Oil & Gas sul territorio è un elemento di interesse degli stakeholder e dei media che chiedono sempre più trasparenza del processo operativo e pongono sempre maggior attenzione all'approccio sostenibile delle imprese. In tutti i contesti in cui Eni opera, il consolidamento delle relazioni con il territorio e con gli stakeholder local è un elemento chiave per lo svolgimento delle proprie attività. Le principali attività di mitigazione del rischio di una percezione negativa da parte degli stakeholder dell'attività svolta da Eni riguardano (i) l'utilizzo e il continuo miglioramento dei sistemi di gestione di sostenibilità e delle procedure di Local Stakeholder Engagement coordinate con i sistemi di gestione ISO 14001 e OHSAS 18001; (ii) il coinvolgimento e la trasparenza nei confronti degli stakeholder, sia a livello internazionale sia nazionale, in merito alle attività di business e sul territorio (es. incontri bilaterali con stakeholder finanziari e non, creazione di nuovi spazi web per specifiche unità/aree geografiche, iniziative di informazione preventiva e comunicazione nei territori di presenza).

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico di crescita insufficiente. L'andamento della domanda riflette in particolare la crisi del settore termoelettrico, penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione.
Nel 2014 i consumi di gas hanno registrato una contrazione di circa il 5% in Italia (dato normalizzato; includendo l'effetto climatico sfavorevole, la contrazione si ridetermina in -12%) e in misura analoga in Europa a causa della contrazione nel termoelettrico, dovuta anche al fenomeno contingente di sovrapproduzione idroelettrica. Guardando al futuro, il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento dei fondamentali, che rimangono su livelli depressi, e proietta un profilo di crescita della domanda gas sostanzialmente piatta in Italia e in Europa con volumi target al 2018 rispettivamente di circa 70 e 460 miliardi di metri cubi pari a un tasso di incremento medio annuo di circa l'1%. Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2018 è inferiore di circa 80 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza di fenomeni di vera e propria "distruzione di domanda". Nel 2008 il consensus di mercato vedeva la domanda gas di lungo termine (2020) pari a circa 100 miliardi di metri cubi in Italia e circa 600 miliardi in Europa. Sulla base di tali previsioni di crescita, rivelatesi ampiamente sopravvalutate, gli operatori europei impegnati nella commercializzazione di gas all'ingrosso (midstreamer) avevano stipulato con i Paesi produttori prospicienti l'Europa (Russia, Algeria, Libia, Norvegia e Paesi Bassi) contratti di approvvigionamento di gas di lungo termine con clausole take-or-pay con i quali si sono assunti il rischio volume e hanno sostenuto i relativi investimenti di espansione della capacità di importazione delle pipeline.
Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda trainata in particolare dal crollo dei consumi termoelettrici, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati e i potenziamenti delle dorsali d'importazione da Russia e Algeria realizzati negli anni pre-crisi e dei terminali di ricezione del GNL hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo del gas. Gli operatori del gas sono stati spiazzati da un lato dalle rigidità dei contratti di approvvigionamento long-term, dall'altro dallo sviluppo di Hub liquidi favoriti dall'oversupply. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta hanno evidenziato in questi anni un trend debole a causa del calo dei consumi, della continua pressione competitiva e della progressiva disintermediazione del midstreamer. In tale scenario, i margini del midstreamer sono esposti al rischio del calo dei prezzi, anche in considerazione dei vincoli minimi di prelievo di contratti long-term con clausole di take-or-pay e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato che hanno indotto gli operatori in un mercato in contrazione a competere in maniera ancora più aggressiva sulla leva prezzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay).
Nonostante la debolezza del mercato, il settore Gas & Power di Eni ha registrato nel 2014 l'utile operativo adjusted di €310 milioni con un significativo miglioramento rispetto alla perdita del 2013 di -€638 milioni grazie alla migliorata competitività dovuta alle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento long-tem. Per effetto delle rinegoziazioni concluse nel 2013-2014, il portafoglio di approvvigionamento Eni è indicizzato per circa il 70% ai prezzi quotati agli Hub, riducendo proporzionalmente il rischio commodity derivante dal diverso mix di indicizzazione dei prezzi di vendita e dei costi d'acquisto che in precedenza erano parametrati al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine.
Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con la conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business.
In tale scenario il management continuerà nella strategia di rinegoziare i contratti di approvvigionamento long-term con l'obiettivo di allineare costantemente il costo del gas alle condizioni di mercato e di ridurre i vincoli di prelievo, in forza della previsione statutaria che consente alle parti di rivedere periodicamente i termini essenziali del contratto per incorporare l'evoluzione del quadro competitivo.
L'esito delle rinegoziazioni in corso è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici, sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo tra le

parti, i contratti di norma prevedono la possibilità di ricorso a un arbitrato per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Poiché alcuni clienti Eni hanno a loro volta chiesto a Eni di rinegoziare i prezzi dei contratti di somministrazione di lungo termine, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'attività Mercato Eni.

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

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti hanno una vita residua media di circa 13 anni con formule prezzo indicizzate per la maggior parte del portafoglio Eni ai prezzi spot e per la porzione residuale al prezzo del petrolio e dei derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). Tali contratti prevedono la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, fa scattare l'obbligo in capo a Eni di pagare, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto) del prezzo contrattuale calcolato con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero è variabile: per alcuni contratti i dieci anni successivi, per altri la scadenza del contratto. Al momento del ritiro delle quantità prepagate, Eni paga la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima con riferimento ai prezzi in vigore nell'anno di prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche a un'opportunità), tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di perdurante debolezza della domanda e di offerta abbondante, la crescente pressione competitiva e i possibili cambiamenti nella regolamentazione del settore costituiscono fattori di rischio potenziale per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria, anche in considerazione dei piani aziendali che indicano vendite stabili o in leggera flessione nel 2015 e negli anni successivi di piano.

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

Grazie agli esiti delle rinegoziazioni definite nel 2014 e delle azioni eseguite, Eni è stata in grado di prelevare una parte significativa dei volumi di gas prepagati in esercizi precedenti per i quali era sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay, riducendo l'ammontare del deferred cost iscritto all'attivo patrimoniale da €1,9 miliardi alla data del bilancio 2013 a €0,9 miliardi al 31 dicembre 2014, con un beneficio sulla cassa di €660 milioni.

Guardando al futuro, allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari nel piano quadriennale, dell'esito probabile delle rinegoziazioni in corso, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, grazie alla forte accelerazione ottenuta nel 2014 saranno ritirati entro l'orizzonte di piano nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Stoccaggi del 2010 stabilisce la quota di mercato, all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. La quota massima consentita è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica. Inoltre, il Decreto Stoccaggi ha previsto che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti fossero riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito. A decorrere da aprile 2012, i soggetti investitori industriali hanno potuto accedere alle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio. Tali misure hanno consentito ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale (PSV) ai cd. "stoccatori virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedura aperta), per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate/inverno.

I soggetti investitori avevano l'obbligo di offrire tale gas al PSV. Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) e dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI). Eni ritiene che tale regolamentazione abbia contribuito a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia. A decorrere dall'1 aprile 2015 la nuova capacità di stoccaggio richiesta e confermata dai soggetti investitori è stata integralmente realizzata.

L'AEEGSI, in virtù della legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e de-

finisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEGSI in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno.

Nel 2013, con la delibera n. 196/2013/R/GAS, l'AEEGSI aveva riformato le tariffe gas a partire da ottobre, introducendo una struttura della tariffa così articolata:

1. Componente materia prima basata al 100% sui prezzi spot in luogo dell'indicizzazione a un paniere di contratti long-term o oil-linked;
2. Contestuale introduzione di componenti compensative, per garantire una gradualità nel passaggio:
   - CCR, componente a copertura dei rischi/costi connessi con le attività di approvvigionamento all'ingrosso che prende in considerazione il passaggio al nuovo modello di approvvigionamento;
   - Componente GRAD, destinata per 3 anni termici a tutti i venditori al dettaglio, con il fine di garantire un passaggio graduale dai prezzi oil-linked ai prezzi legati ai mercati spot (come previsto dalla legislazione);
   - Componente APR, che è una forma di assicurazione proposta su base volontaria ai venditori dotati di contratti di approvvigionamento top di lungo termine, introdotta con la finalità di promuovere una rinegoziazione effettiva dei contratti long-term. Tale meccanismo di durata triennale prevede un conguaglio per cassa con l'obiettivo di ridistribuire tra gli operatori e i clienti eventuali scostamenti significativi tra il costo medio del gas approvvigionato in Italia, basato su formule oil-linked al tempo della riforma, e il prezzo di vendita del gas rilevato all'hub. Nel 2014 Eni ha incassato la prima tranche del meccanismo APR, pari a circa €60 milioni. Tuttavia l'indice di approvvigionamento definito dell'AEEGSI per l'anno termico 2014-2015 considerato il sensibile declino delle quotazioni del greggio potrebbe determinare una posizione a debito a carico Eni fino all'importo massimo di €480 milioni. Tale passività potenziale dipende dalla circostanza che l'indice oil utilizzato dall'Autorità non rappresenta il costo medio di approvvigionamento dell'Eni che in virtù delle rinegoziazioni è indicizzato in misura prevalente ai prezzi hub e pertanto non rifletterà il prevedibile calo dell'indicizzazione oil-linked. In quest'ottica Eni ha prudenzialmente impugnato la delibera dell'AEEGSI che ha ridefinito l'indice di approvvigionamento eccependo l'incongruenza dei risultati e i connessi profili di legittimità.
3. Riforma delle componenti logistiche (attraverso la riduzione della tariffa di trasporto e il rimborso di quella di stoccaggio);
4. Ridefinizione della componente a copertura dei costi commerciali al dettaglio (QVD), con una revisione del rapporto fisso/variabile, passando a una struttura basata su un'alta percentuale della quota fissa, indipendente dai consumi del cliente, rispetto alla quota variabile (€/mc). Per il 2015 è stato avviato un procedimento per la ridefinizione della QVD a partire da ottobre 2015, ove sono in discussione:
   - un'eventuale revisione del rapporto quota fissa/quota variabile (con il rischio che non sia garantita la cost-reflectivity della tariffa);
   - l'assessment degli oneri che concorrono a determinare la struttura di costo delle società di vendita e dei rispettivi criteri di copertura tariffaria, con particolare riferimento al fenomeno, in continua crescita, della morosità.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni hanno adottato provvedimenti finalizzati a introdurre componenti "Hub" nelle formule di aggiornamento delle tariffe di fornitura ai clienti retail e altre misure volte a favorire la liquidità e l'apertura del mercato del gas. Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anticorruzione

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

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

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2015 è caratterizzato dal moderato rafforzamento della crescita economica globale trainata dagli Stati Uniti. Rimangono i rischi relativi alla solidità della ripresa nell'area Euro, all'entità del rallentamento della Cina e di altre economie emergenti e alla stabilità finanziaria. Il prezzo del petrolio è previsto in significativo ridimensionamento rispetto al 2014 a causa dell'eccesso di offerta. Nel settore Exploration & Production il management attuerà iniziative di efficienza e ottimizzazione degli investimenti mantenendo un solido focus sull'esecuzione e il time-to-market dei progetti per attenuare l'effetto negativo del prezzo del petrolio. Negli altri settori correlati al quadro economico europeo, il management prevede uno scenario sfidante a causa di elementi di criticità strutturale dovuti alla debolezza della domanda di commodity, all'eccesso di offerta/capacità e alla pressione competitiva da parte di produttori più efficienti. Il calo del prezzo del petrolio potrà attenuare tali fattori. La difesa della redditività in tali settori farà leva sulla rinegoziazione dei contratti gas, sulla ristrutturazione/riconversione della capacità produttiva legata al ciclo petrolifero e sulle azioni di riduzione dei costi e di ottimizzazione dei margini.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2014 a parità di effetto prezzo nei PSA grazie all'avvio di nuovi giacimenti e al ramp-up di quelli avviati nel 2014 in particolare in Angola, Congo, Egitto, Regno Unito, Stati Uniti e Norvegia;
- **vendite di gas:** sono previste stabili rispetto al 2014 escludendo l'effetto della cessione degli asset in Germania e a parità di condizioni climatiche. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;
- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in leggera ripresa per cogliere le opportunità di breve termine dello scenario. In aumento le produzioni di biocarburanti grazie all'entrata a regime del progetto green refinery di Venezia;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste stabili in un quadro di domanda debole e forte pressione competitiva facendo leva sulle azioni di marketing volte a sostenere la quota di mercato;
- **Ingegneria & Costruzioni:** in presenza di uno scenario estremamente sfidante, riconducibile al crollo del prezzo del petrolio, l'esecuzione dei progetti di recente acquisizione sosterrà i risultati operativi.

Nel 2015 il management prevede iniziative di ottimizzazione e riprogrammazione dei progetti d'investimento con conseguente riduzione dello spending rispetto al 2014 (€12,2 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,4 miliardi quello degli investimenti finanziari del consuntivo 2014) in risposta al trend ribassista del prezzo del petrolio; tali azioni avranno un impatto nel complesso limitato sui piani di crescita delle produzioni a breve e medio termine.

Altre informazioni

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2014 le azioni proprie in portafoglio ammontano a n. 33.045.197, pari allo 0,91% del capitale sociale rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale, per un valore di libro complessivo di €581 milioni.
L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha revocato, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, l'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie che era stata deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2013 e ha deliberato l'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di n. 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.
Il programma di riacquisto delle azioni è iniziato il 6 gennaio 2014; alla data del 31 dicembre 2014 sono state riacquistate n. 21.656.910 azioni proprie, pari allo 0,60% del capitale sociale, al costo di €380 milioni a un prezzo medio di acquisto di €17,549 per azione.

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. In tale anno i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 66 giorni.

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

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

- alla data del 31 dicembre 2014 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC-Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Burren Energy (Congo) Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc ed Eni Canada Holding Ltd;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Sedi secondarie

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

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

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

Criteri di reporting

Il sistema di reporting di Eni è strutturato con una logica multicanale che prevede differenti livelli di approfondimento e differenti modalità comunicative per raggiungere in modo efficace, puntuale e immediato tutti gli stakeholder con i quali Eni si interfaccia.
Proseguendo il suo impegno nella rendicontazione integrata, Eni ha inserito all'interno della Relazione Finanziaria Annuale 2014 un prospetto di indicatori di performance integrata: per ogni obiettivo strategico sono stati valorizzati gli indicatori più significativi di ciascun capitale impiegato da Eni (finanziario, produttivo, intellettuale, naturale, umano, sociale e relazionale) nella realizzazione della strategia aziendale.

Principi di reporting

Il presente prospetto è stato redatto facendo riferimento ai principi di equilibrio, comparabilità, accuratezza, tempestività, affidabilità e chiarezza (principi di rendicontazione), come definiti dal Global Reporting Initiative - GRI nelle "G4 Sustainability Reporting Guidelines".
Gli indicatori di performance, selezionati in base ai temi individuati come più significativi, sono stati raccolti su base annuale; la periodicità di rendicontazione è impostata secondo una frequenza annuale. Il processo di rilevazione delle informazioni e dei dati quantitativi è stato strutturato in modo da garantire la confrontabilità dei dati su più anni, al fine di permettere una corretta lettura delle informazioni e una completa visione a tutti gli stakeholder interessati all'evoluzione delle performance di Eni.
I dati relativi agli anni 2012 e 2013 possono differire leggermente da quelli pubblicati in precedenza per effetto del consolidamento dei dati che si sono resi disponibili dopo la pubblicazione dei documenti stessi. Per lo stesso motivo, i dati relativi all'anno 2014 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto.

Perimetro di reporting

Nel presente prospetto sono riportati gli indicatori di performance integrata del periodo 2012-2014. Le informazioni si riferiscono a Eni SpA e alle società consolidate. Il perimetro di consolidamento interno coincide con quello del bilancio consolidato 2014, a eccezione di alcuni dati espressamente indicati. Per i dati di salute, sicurezza e ambiente il dominio di consolidamento è definito sulla base del criterio operational (controllo delle operazioni).
I dati dei dipendenti in servizio e i relativi KPI si riferiscono alle sole imprese consolidate con il metodo integrale.

Aumento e valorizzazione delle risorse esplorative e crescita della generazione di cassa nell'upstream

			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Investimenti tecnici	(€ milioni)	10.307	10.475	10.524
	Opex per boe	($/boe)	7,1	8,3	8,4
	Cash flow per boe		32,8	31,9	30,1
Capitale produttivo	Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.166	6.535	6.602
	Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	12	11	11
	Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	147	105	112
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (E&P)	(numero)	2.292	2.370	2.016
	Domande di primo deposito brevettuale (E&P)		13	8	15
Capitale umano	Dipendenti in servizio (E&P)	(numero)	11.304	12.352	12.681
	Dipendenti all'estero (E&P)		7.371	8.219	8.147
	- di cui locali		5.834	6.476	6.441
	Dipendenti donne (E&P)		2.146	2.442	2.462
	Numero di assunzioni (E&P)		1.479	1.324	681
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (E&P)	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,23	0,23
	Investimenti e spese in sicurezza (E&P)	(€ milioni)	109	150	100
	Dipendenti coperti da rilevazione del potenziale (giovani laureati ed esperti) - (E&P)	(%)	61	27	21
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) - (E&P)		28	70	62
	Spese in formazione (E&P)	(€ milioni)	24,8	44,4	29,0
Capitale sociale	Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment) - (E&P)	(€ milioni)	59	53	63
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (E&P)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	28,68	25,90	22,98
	- di cui CO_2 da flaring		9,46	8,48	5,64
	Emissioni di CO_2eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata	(tonnellate di CO_2eq/tep)	0,23	0,22	0,20
	Volume di gas inviato a flaring	(milioni di metri cubi)	4.506	3.762	2.334
	Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.015	1.728	936
	% Acqua di formazione re-iniettata	(%)	49	55	56

Ritorno alla profittabilità strutturale nel settore Gas & Power

			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Utile operativo adjusted	(€ milioni)	398	(638)	310
	Riduzione costi operativi	(%)	9	(10)	(15)
Capitale produttivo	Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	95,32	93,17	89,17
	Vendite di GNL		14,60	12,40	13,30
	Clienti in Italia	(milioni)	7,45	8,00	7,93
	Vendite di energia elettrica	(terawattora)	42,58	35,05	33,58
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (G&P)	(numero)	46	56	43
	Domande di primo deposito brevettuale (G&P)		3	0	0
Capitale umano	Dipendenti in servizio (G&P)	(numero)	4.682	4.445	4.136
	Dipendenti all'estero (G&P)		2.626	2.336	2.191
	Dipendenti donne (G&P)		1.442	1.397	1.312
	Numero di assunzioni (G&P)		222	179	68
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (G&P)	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,23	1,43	0,49
	Investimenti e spese in sicurezza (G&P)	(€ milioni)	12,3	8,9	7,1
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione delle performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) - (G&P)	(%)	74	63	72
	Ore di formazione (G&P)	(numero)	167.975	147.011	92.701
	Spese in formazione (G&P)	(€ milioni)	3,0	1,9	1,2
Capitale sociale	Punteggio di soddisfazione clienti (PSC)	(%)	89,70	92,90	93,4 [a]
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (G&P)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	12,77	11,22	10,08
	Emissioni di CO_2eq/kWheq (EniPower)	(gCO_2eq/kWheq)	399,03	406,33	408,18
	Energia elettrica prodotta (EniPower)	(TWh)	26,01	23,15	21,05
	Emissioni di NOx/kWheq (EniPower)	(gNO_2eq/KWheq)	0,16	0,16	0,15
	Emissioni di SOx/kWheq (EniPower)	(gSO_2eq/kWheq)	0,027	0,017	0,001
	Prelievi idrici / kWhprodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,01	0,02	0,02

(a) Il valore del PSC 2014 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

Turnaround dei settori R&M e chimica

			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Recupero profittabilità (R&M)	(%)	46	(58)	54
	Recupero profittabilità (Versalis)		(77)	20	10
	Investimenti tecnici nella raffinazione	(€ milioni)	675	462	362
Capitale produttivo	Stazioni di servizio Rete Europa	(numero)	6.384	6.386	6.286
	Capacità bilanciata di raffinazione	(migliaia di barili/giorno)	767	787	697
	Tasso di utilizzo medio impianti Versalis	(%)	66,7	65,3	71,3
Capitale intellettuale	Brevetti in vita (R&M)	(numero)	772	839	662
	Brevetti in vita (Versalis)		3.365	3.474	2.946
	Domande di primo deposito brevettuale (R&M)		7	6	15
	Domande di primo deposito brevettuale (Versalis)		17	10	14[a]
Capitale umano	Dipendenti in servizio (R&M)	(numero)	6.993	6.815	6.156
	Dipendenti in servizio (Versalis)		5.668	5.708	5.443
	Dipendenti donne (R&M)		1.306	1.316	1.144
	Dipendenti donne (Versalis)		588	620	607
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (R&M)	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,74	1,01	0,86
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (Versalis)		1,09	0,57	0,28
	Investimenti e spese in sicurezza (R&M)	(€ milioni)	34	43	31
	Investimenti e spese in sicurezza (Versalis)		117	116	106
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione della performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) (R&M)	(%)	49	48	40
	Dipendenti coperti da strumenti di valutazione della performance (dirigenti, quadri e giovani laureati) (Versalis)		84	73	61
	Ore di formazione (R&M)	(numero)	265.702	244.279	163.321
	Ore di formazione (Versalis)		253.207	258.927	180.163
	Spese in formazione (R&M)	(€ milioni)	2,8	3,3	2,5
	Spese in formazione (Versalis)		2,6	3,0	1,9
Capitale sociale	Indice soddisfazione clienti (R&M)	(scala likert)	7,90	8,10	8,20
	Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	30.438	29.863	24.081
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (R&M)	(milioni di tonnellate di CO_2eq)	6,06	5,20	5,34
	Emissioni dirette di GHG (Versalis)		3,72	3,69	3,09
	Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(tonnellate CO_2eq/kt)	273,28	251,32	290,67
	Emissioni di SOx/lavorazioni di greggio e semilavorati (R&M)	(tonnellate SO_2eq/kt)	0,77	0,52	0,33
	Emissioni di NOx (Versalis)	(tonnellate NO_2eq)	3.428	3.286	2.450
	Emissioni di SOx (R&M)	(tonnellate SO_2eq)	16.990	10.805	6.091
	Emissioni di NMVOC (Versalis)	(tonnellate)	4.404	3.933	3.508
	Prelievi idrici (Versalis)	(milioni di metri cubi)	1.036	1.004	837
	Percentuale di riutilizzo dell'acqua dolce (Versalis)	(%)	81,6	86,2	87,7

Focus su maggiore efficienza

			2012	2013	2014
Capitale finanziario	Variazione del capitale di esercizio	(€ milioni)	(3.281)	456	2.668
	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		95.034	90.003	86.340
Capitale umano	Giorni di assenza per infortunio sul lavoro - Forza lavoro (totale)	(numero)	13.084	8.627	7.933
	Contenziosi dipendenti (totali)		1.383	1.607	1.355
	Rapporto prevenzione/controversie dei contenziosi dipendenti (totale)		864/1.383	577/1.607	658/1.355
Capitale naturale	Consumo netto di fonti primarie (totale)	(tep)	14.629.243	14.225.297	12.463.585
	di cui: Gas naturale		10.126.614	9.964.105	9.341.204
	di cui: Prodotti petroliferi		4.286.526	4.135.871	3.034.550
	di cui: Altri combustibili		216.103	125.322	87.831
	Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,56	1,54	1,67
	Energy Intensity Index (R&M)	(%)	76,9	76,3	77,8
	Prelievi idrici (totale)	(milioni di metri cubi)	2.356	2.205	1.878
	Riutilizzo acqua dolce (totale)	(%)	73,4	80,0	81,7

(a) Delle 14 domande di primo deposito brevettuale, un titolo è condiviso tra R&M e Versalis ed è attribuito a quest'ultima.

Altre performance rilevanti

			2012	2013	2014
Governance	Membri del CdA di Eni SpA	(numero)	9	9	9
	- esecutivi		1	1	1
	- non esecutivi		8	8	8
	- indipendenti[a]		7	7	7
	- non indipendenti		2	2	2
	- membri di minoranze		3	3	3
	Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	8	14	22
	Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni	(%)	15	28	36
Capitale intellettuale	Spese in R&S (totale)	(€ milioni)	263	218	199
	Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	74	59	84
	- di cui depositi sulle fonti rinnovabili		21	28	29
	Brevetti in vita		8.931	9.427	8.225
Capitale umano	Dipendenti in servizio	(numero)	77.636	82.093	83.599
	- uomini		64.789	68.505	69.949
	- donne		12.847	13.588	13.650
	Dipendenti all'estero locali per categoria professionale		39.668	43.121	45.864
	- di cui dirigenti		223	213	201
	- di cui quadri		3.798	4.004	4.096
	- di cui impiegati		19.683	20.522	21.662
	- di cui operai		15.964	18.382	19.905
	Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)	(%)	19	19	20
	Indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,49	0,35	0,31
	Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,10	0,98	0,72
	Investimenti e spese in sicurezza	(€ milioni)	364	400	361
	Ore di formazione	(ore)	3.132.350	4.348.352[b]	3.207.027[c]
	Spese in formazione	(€ milioni)	55,67	75,91	60,93
Capitale sociale	Spese per il territorio (totali)	(€ milioni)	91	101	96
	Fornitori utilizzati (totale)	(numero)	32.621	34.848	31.555
	Procurato totale	(€ milioni)	31.811	32.814	42.800
	Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui Diritti Umani (totale)	(numero)	12.471	14.833	19.823
	Audit SA8000 effettuati (totale)		16	23	20[d]
	Ore di formazione sui Diritti Umani (totale)		576	667	700
	Personale security formato sui Diritti Umani		1.008	235	143
	Contratti di security contenenti clausole sui Diritti Umani	(%)	65	84	90
Capitale naturale	Emissioni dirette di GHG (totali)	(tonnellate di CO_2 eq)	52.840.365	47.599.206	42.925.895
	Emissioni di NOx	(tonnellate di NO_2 eq)	115.571	103.736	89.916
	Emissioni di SOx	(tonnellate di SO_2 eq)	30.137	27.949	24.891
	Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(tonnellate)	49.562	44.027	27.978
	Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)	(tonnellate)	3.548	2.876	2.256
	Numero totale di oil spill (> 1 barile)	(numero)	329	386	368
	Volume totale di oil spill (> 1 barile)	(barili)	12.428	7.903	15.580
	- da atti di sabotaggio e terrorismo		8.669	6.002	14.401
	- operativi		3.759	1.901	1.179
	Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	2.356	2.205	1.878
	- di cui acqua di mare		2.143	2.002	1.705
	- di cui acqua dolce		189	184	162
	- di cui acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		25	18	10

(a) 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.
(b) Il consuntivo include le attività svolte nel corso del 2013 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division.
(c) Il consuntivo non include le attività svolte nel corso del 2014 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division pari a ore 61.764.
(d) Il dato include Audit SA8000 su 8 fornitori / sub-fornitori in Mozambico, Indonesia, Pakistan e Angola e 12 follow-up su Audit SA8000 svolti nel 2013 in Congo, Pakistan, Timor Leste.

La trasparenza dei pagamenti

In materia di trasparenza dei pagamenti, Eni, oltre a proseguire nel suo supporto all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI), si è attivata per raggiungere un maggior grado di trasparenza, in anticipo rispetto all'entrata in vigore delle norme in materia. In particolare, ritenendo che il coinvolgimento attivo dei governi sia imprescindibile per un buon uso delle risorse estrattive, l'azienda ha preso contatti con tutte le controparti nei suoi contratti upstream per segnalare il suo impegno in materia di trasparenza e per richiedere il consenso alla pubblicazione di tasse, royalty e degli altri pagamenti previsti dallo Standard dell'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) e dalle Direttive Europee.

Pertanto sono di seguito rappresentati i pagamenti ("cash basis") effettuati nell'anno 2014 agli Stati (comprese le amministrazioni locali e altre agenzie statali) per i Paesi per i quali i relativi governi/autorità locali/controparti governative hanno comunicato il loro consenso alla pubblicazione. I dati sono estratti dalla contabilità Eni e riguardano la parent company e le società controllate consolidate.

I pagamenti relativi alle iniziative petrolifere operate da Eni, se eseguiti anche per conto dei partners, sono riportati al 100%. Non sono riportati i pagamenti eseguiti dagli operatori per conto Eni nelle iniziative petrolifere dove Eni non è operatore.
Le categorie di pagamenti sono coerenti con quelle previste dallo Standard EITI e dalle Direttive Europee. I Paesi oggetto di disclosure contribuiscono con circa il 38% alla produzione Eni 2014 (50% includendo i tre ulteriori paesi aderenti all'EITI riportati in tabella).

(€ migliaia)	Anno	Entitlement riconosciuto allo stato	Entitlement riconosciuto a società di stato	Imposte dirette	Royalty	Bonus	Fees	Altri pagamenti e benefici rilevanti	Investimenti(*)	Ricavi delle vendite di idrocarburi equity(*)
Australia	2014			6.337			568		33.654	112.435
Cipro	2014						313	600	94.634	
Ecuador	2014			16.183					32.120	112.606
Gabon	2014						15	1.129	72.379	
Ghana	2014						158	903	30.443	
Indonesia	2014			49.374					625.521	226.943
Iraq	2014			10.109				14.285	360.074	510.413
Italia	2014				327.187		1.928	13.028	923.121	3.028.401
Nigeria	2014	5.749		256.346	242.182		48	25.565	834.474	2.133.497
Norvegia	2014			314.619			13.498		1.366.403	2.070.686
Pakistan	2014			48.667	33.501		423	3.381	107.935	304.479
Regno Unito	2014			188.852			1.364		273.731	1.149.012
Timor Leste	2014	84.510		47.593	2.135		610		92.096	254.001
Vietnam	2014					1.505		424	12.449	
DATI EITI (**)										
Kazakhstan(a)	2013			405.743				(4.467)		
Mozambico	2012			33.069				156		
Congo(b)	2013		35.600	17.810			1.196	19.325		

(*) Accrual basis.
(**) Si riportano i dati degli ultimi rapporti EITI pubblicati con riferimento ai Paesi EITI per i quali non è stato ricevuto da governi/autorità consenso alla pubblicazione dei dati 2014 su base volontaria.
(a) Non include pagamenti effettuati allo Stato da NCOC BV operatore del North Caspian Sea PSA pari a 10.296.119 migliaia di Tenge (KZ) indicati nel rapporto EITI 2013 a fronte di interventi di "Social Development and Local Infrastructure".
(b) Oltre agli importi rappresentati in tabella sono stati riconosciuti ulteriori trasferimenti "in kind" pari a 10.864 mila boe.

Royalty pagate negli esercizi 2012-2014 in Italia

(€ migliaia)	2012	2013	2014
Royalty corrisposte(a)	**237.517**	**298.383**	**327.187**
- di cui allo Stato	96.948	138.302	149.454
- di cui alle Regioni	109.949	125.596	130.610
- di cui alla regione Basilicata	*77.255*	*91.862*	*94.925*
- di cui ai Comuni	30.620	34.485	47.123

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

Glossario

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

Termini finanziari

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

Attività operative

- **Boe (Barrel of Oil Equivalent)** Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale; quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00643.
- **Conversione** Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile e offre maggiori prospettive di redditività.
- **Elastomeri (o Gomme)** Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).
- **Emissioni di NOx (ossidi di azoto)** Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NOx da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO_2, mentre sono escluse le emissioni di N_2O.
- **Emissioni di SOx (ossidi di zolfo)** Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO_2 ed SO_3. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H_2S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc.
- **EPC (Engineering, Procurement, Construction)** Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi

in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.
- **EPCI (Engineering, Procurement, Commissioning, Installation)** Contratto tipico del settore delle costruzioni offshore, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (commissioning).
- **FPSO vessel** Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **Green House Gases (GHG)** Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica (CO_2), metano (CH_4), protossido di azoto (N_2O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC) e esafluoruro di zolfo (SF_6). I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.
- **GNL** Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.
- **NGL** Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.
- **Oil spill** Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).
- **Olefine (o Alcheni)** Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.
- **Over/under lifting** Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.
- **Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili)** Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.
- **Pozzi di infilling (Infittimento)** Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.
- **Recupero assistito** Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.
- **Riserve** Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, a una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi e il finanziamento del progetto devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.
- **Riserve certe** Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della stima. Ragionevole certezza significa che esiste un "alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate" cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.
- **Ship-or-pay** Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.
- **Take-or-pay** Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.
- **Upstream/downstream** Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.
- **Vita media residua delle riserve** Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.
- **Work-over** Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Bilancio Consolidato 2014

122 Schemi di bilancio

130 Note al bilancio consolidato

225 Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

240 Attestazione del management

241 Relazione della Società di revisione

Stato patrimoniale

01.01.2013[a]				31.12.2013[a]		31.12.2014	
Totale	*di cui verso parti correlate*	(€ milioni)	Note	Totale	*di cui verso parti correlate*	Totale	*di cui verso parti correlate*
		ATTIVITÀ					
		Attività correnti					
7.936		Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	5.431		6.614	
		Attività finanziarie destinate al trading	(9)	5.004		5.024	
237		Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	235		257	
28.618	*2.594*	Crediti commerciali e altri crediti	(11)	28.890	*1.869*	28.601	*1.973*
8.578		Rimanenze	(12)	7.939		7.555	
771		Attività per imposte sul reddito correnti	(13)	802		762	
1.239		Attività per altre imposte correnti	(14)	835		1.209	
1.617	*8*	Altre attività correnti	(15)	1.325	*15*	4.385	*43*
48.996				**50.461**		**54.407**	
		Attività non correnti					
64.798		Immobili, impianti e macchinari	(16)	63.763		71.962	
2.541		Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(17)	2.573		1.581	
4.487		Attività immateriali	(18)	3.876		3.645	
3.453		Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(19)	3.153		3.115	
5.085		Altre partecipazioni	(19)	3.027		2.015	
913	*334*	Altre attività finanziarie	(20)	858	*320*	1.022	*239*
5.005		Attività per imposte anticipate	(21)	4.658		5.231	
4.398	*43*	Altre attività non correnti	(22)	3.676	*42*	2.773	*12*
90.680				**85.584**		**91.344**	
516		**Attività destinate alla vendita**	(33)	**2.296**		**456**	
140.192		**TOTALE ATTIVITÀ**		**138.341**		**146.207**	
		PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
		Passività correnti					
2.032	*154*	Passività finanziarie a breve termine	(23)	2.553	*264*	2.716	*181*
3.015		Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(28)	2.132		3.859	
23.666	*1.583*	Debiti commerciali e altri debiti	(24)	23.701	*2.160*	23.703	*1.954*
1.633		Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	755		534	
2.188		Passività per altre imposte correnti	(26)	2.291		1.873	
1.418	*6*	Altre passività correnti	(27)	1.437	*17*	4.489	*58*
33.952				**32.869**		**37.174**	
		Passività non correnti					
19.145		Passività finanziarie a lungo termine	(28)	20.875		19.316	
13.567		Fondi per rischi e oneri	(29)	13.120		15.898	
1.407		Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	1.279		1.313	
6.745		Passività per imposte differite	(31)	6.750		7.847	
2.598	*16*	Altre passività non correnti	(32)	2.259		2.285	20
43.462				**44.283**		**46.659**	
361		**Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita**	(33)	**140**		**165**	
77.775		**TOTALE PASSIVITÀ**		***77.292***		**83.998**	
		PATRIMONIO NETTO	(34)				
3.357		***Interessenze di terzi***		**2.839**		**2.455**	
		Patrimonio netto di Eni:					
4.005		Capitale sociale		4.005		4.005	
(16)		Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale		(154)		(284)	
49.438		Altre riserve		51.393		57.343	
(201)		Azioni proprie		(201)		(581)	
(1.956)		Acconto sul dividendo		(1.993)		(2.020)	
7.790		Utile dell'esercizio		5.160		1.291	
59.060		**Totale patrimonio netto di Eni**		**58.210**		**59.754**	
62.417		**TOTALE PATRIMONIO NETTO**		**61.049**		**62.209**	
140.192		**TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO**		**138.341**		**146.207**	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Conto economico

(€ milioni)	Note	2012[a] Totale	2012[a] *di cui verso parti correlate*	2013[a] Totale	2013[a] *di cui verso parti correlate*	2014 Totale	2014 *di cui verso parti correlate*
RICAVI							
Ricavi della gestione caratteristica	(37)	127.109	*3.622*	114.697	*3.184*	109.847	*2.604*
Altri ricavi e proventi		1.548	*57*	1.387	*33*	1.101	*69*
Totale ricavi		**128.657**		**116.084**		**110.948**	
COSTI OPERATIVI	(38)						
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		95.034	*6.093*	90.003	*7.897*	86.340	*7.382*
Costo lavoro		4.640	*21*	5.301	*41*	5.337	*61*
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(38)	**(158)**	*10*	**(71)**	*68*	**145**	*208*
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(38)	**13.617**		**11.821**		**11.499**	
UTILE OPERATIVO		**15.208**		**8.888**		**7.917**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(39)						
Proventi finanziari		7.208	*28*	5.732	*41*	6.459	*46*
Oneri finanziari		(8.327)	*(2)*	(6.653)	*(85)*	(7.710)	*(55)*
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading				4		24	
Strumenti finanziari derivati		(252)		(92)		162	
		(1.371)		**(1.009)**		**(1.065)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(40)						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		186		222		121	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		2.603		5.863		369	
- di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa				*3.359*			
		2.789		**6.085**		**490**	
UTILE ANTE IMPOSTE		**16.626**		**13.964**		**7.342**	
Imposte sul reddito	(41)	(11.679)		(9.005)		(6.492)	
Utile netto - Continuing operations		**4.947**		**4.959**		**850**	
Utile netto (perdita netta) - Discontinued operations		**3.732**	*2.234*				
Utile netto		**8.679**		**4.959**		**850**	
Di competenza Eni:							
- continuing operations		4.200		5.160		1.291	
- discontinued operations		3.590					
		7.790		**5.160**		**1.291**	
Interessenze di terzi:	(34)						
- continuing operations		747		(201)		(441)	
- discontinued operations		142					
		889		**(201)**		**(441)**	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (ammontari in € per azione)	(42)						
- semplice		2,15		1,42		0,36	
- diluito		2,15		1,42		0,36	
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni - Continuing operations (ammontari in € per azione)	(42)						
- semplice		1,16		1,42		0,36	
- diluito		1,16		1,42		0,36	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2012[a]	2013[a]	2014
Utile netto dell'esercizio		**8.679**	**4.959**	**850**
Altre componenti dell'utile complessivo:				
Componenti non riclassificabili a conto economico				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(34)	(151)	65	(82)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti	(34)	2	(3)	3
Effetto fiscale	(34)	53	(40)	22
		(96)	**22**	**(57)**
Componenti riclassificabili a conto economico:				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(34)	(716)	(1.871)	5.008
Variazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita	(34)	141	(64)	(77)
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita	(34)	16	(1)	7
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(34)	(103)	(198)	(167)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"	(34)	8		4
Effetto fiscale	(34)	32	63	30
		(622)	**(2.071)**	**4.805**
Totale altre componenti dell'utile complessivo		**(718)**	**(2.049)**	**4.748**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**7.961**	**2.910**	**5.598**
Di competenza:				
- azionisti Eni		7.096	3.164	5.996
- interessenze di terzi		865	(254)	(398)
		7.961	**2.910**	**5.598**

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Patrimonio netto di Eni															
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2011	**4.005**	**959**	**6.753**	**49**	**(8)**		**1.421**	**1.539**	**(6.753)**	**42.531**	**(1.884)**	**6.860**	**55.472**	**4.921**	**60.393**
Modifiche dei criteri contabili (IFRS 10 e 11)														(151)	(151)
Modifiche dei criteri contabili (IAS 19)										(52)			(52)	(9)	(61)
Saldi al 1° gennaio 2012	**4.005**	**959**	**6.753**	**49**	**(8)**		**1.421**	**1.539**	**(6.753)**	**42.479**	**(1.884)**	**6.860**	**55.420**	**4.761**	**60.181**
Utile dell'esercizio												**7.790**	**7.790**	**889**	**8.679**
Altre componenti dell'utile complessivo															
Componenti non riclassificabili a conto economico															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale						(88)							(88)	(10)	(98)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale														2	2
						(88)							**(88)**	**(8)**	**(96)**
Componenti riclassificabili a conto economico															
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro								(597)		(104)			(701)	(15)	(716)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale					138								138		138
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale					14								14		14
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(65)									(65)	(1)	(66)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto							8						8		8
				(65)	**152**		**8**	**(597)**		**(104)**			**(606)**	**(16)**	**(622)**
Utile complessivo dell'esercizio				**(65)**	**152**	**(88)**	**8**	**(597)**		**(104)**		**7.790**	**7.096**	**865**	**7.961**
Operazioni con gli azionisti															
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,52 per azione a saldo dell'acconto 2011 di €0,52 per azione)											1.884	(3.768)	(1.884)		(1.884)
Acconto sul dividendo (€0,54 per azione)											(1.956)		(1.956)		(1.956)
Attribuzione del dividendo di altre società														(681)	(681)
Destinazione utile residuo 2011										3.092		(3.092)			
Effetti relativi alla cessione di Snam SpA										371			371	(1.602)	(1.231)
Acquisto di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA e Tigáz Zrt							(4)						(4)	(3)	(7)
Azioni proprie cedute da Eni a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti			(1)						1	1			1		1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti							7						7	22	29
			(1)				**3**		**1**	**3.464**	**(72)**	**(6.860)**	**(3.465)**	**(2.264)**	**(5.729)**
Altri movimenti di patrimonio netto															
Annullamento azioni proprie			(6.551)						6.551						
Ricostituzione riserva azioni proprie			6.000							(6.000)					
Diritti decaduti stock option										(7)			(7)		(7)
Altre variazioni							(1.140)			1.156			16	(5)	11
			(551)				**(1.140)**		**6.551**	**(4.851)**			**9**	**(5)**	**4**
Saldi al 31 dicembre 2012	**4.005**	**959**	**6.201**	**(16)**	**144**	**(88)**	**292**	**942**	**(201)**	**40.988**	**(1.956)**	**7.790**	**59.060**	**3.357**	**62.417**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

		Patrimonio netto di Eni															
(€ milioni)	Note	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2012		**4.005**	**959**	**6.201**	**(16)**	**144**	**(88)**	**292**	**942**	**(201)**	**40.988**	**(1.956)**	**7.790**	**59.060**	**3.357**	**62.417**
Utile dell'esercizio													**5.160**	**5.160**	**(201)**	**4.959**
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(34)						18							18	7	25
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(34)						(1)							(1)	(2)	(3)
							17							**17**	**5**	**22**
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(34)						(1)		(1.640)		(171)			(1.812)	(59)	(1.871)
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(34)					(62)								(62)		(62)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(34)					(1)								(1)		(1)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(34)				(138)									(138)	1	(137)
					(138)	**(63)**	**(1)**		**(1.640)**		**(171)**			**(2.013)**	**(58)**	**(2.071)**
Utile complessivo dell'esercizio					**(138)**	**(63)**	**16**		**(1.640)**		**(171)**		**5.160**	**3.164**	**(254)**	**2.910**
Operazioni con gli azionisti																
Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,54 per azione a saldo dell'acconto 2012 di €0,54 per azione)	(34)										(829)	1.956	(3.083)	(1.956)		(1.956)
Acconto sul dividendo (€0,55 per azione)	(34)											(1.993)		(1.993)		(1.993)
Attribuzione del dividendo di altre società															(250)	(250)
Destinazione utile residuo 2012											4.707		(4.707)			
Acquisto di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt	(34)							4						4	(32)	(28)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi	(34)														1	1
Azioni proprie cedute da Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti	(34)														1	1
								4			**3.878**	**(37)**	**(7.790)**	**(3.945)**	**(280)**	**(4.225)**
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(32)			(32)	32	
Diritti decaduti stock option											(13)			(13)		(13)
Altre variazioni											(24)			(24)	(16)	(40)
											(69)			**(69)**	**16**	**(53)**
Saldi al 31 dicembre 2013	(34)	**4.005**	**959**	**6.201**	**(154)**	**81**	**(72)**	**296**	**(698)**	**(201)**	**44.626**	**(1.993)**	**5.160**	**58.210**	**2.839**	**61.049**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni															Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve	Riserva per differenze cambio da conversione	Azioni proprie	Utili relativi a esercizi precedenti	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale			
Saldi al 31 dicembre 2013	(34)	**4.005**	**959**	**6.201**	**(154)**	**81**	**(72)**	**296**	**(698)**	**(201)**	**44.626**	**(1.993)**	**5.160**	**58.210**	**2.839**	**61.049**
Utile dell'esercizio													**1.291**	**1.291**	**(441)**	**850**
Altre componenti dell'utile complessivo																
Componenti non riclassificabili a conto economico																
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(34)						(51)							(51)	(9)	(60)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti a rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto dell'effetto fiscale	(34)						2							2	1	3
							(49)							**(49)**	**(8)**	**(57)**
Componenti riclassificabili a conto economico																
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(34)						(1)		4.718		232			4.949	59	5.008
Variazione valutazione al fair value di partecipazioni al netto dell'effetto fiscale	(34)					(76)								(76)		(76)
Variazione fair value altri strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	(34)					6								6		6
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(34)				(130)									(130)	(7)	(137)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(34)							5						5	(1)	4
					(130)	**(70)**	**(1)**	**5**	**4.718**		**232**			**4.754**	**51**	**4.805**
Utile complessivo dell'esercizio					**(130)**	**(70)**	**(50)**	**5**	**4.718**		**232**		**1.291**	**5.996**	**(398)**	**5.598**
Operazioni con gli azionisti																
"Attribuzione del dividendo di Eni SpA (€0,55 per azione a saldo dell'acconto 2013 di €0,55 per azione)"	(34)											1.993	(3.979)	(1.986)		(1.986)
Acconto sul dividendo (€0,56 per azione)	(34)											(2.020)		(2.020)		(2.020)
Attribuzione del dividendo di altre società															(49)	(49)
Destinazione utile residuo 2013											1.181		(1.181)			
Acquisto azioni proprie	(34)									(380)				(380)		(380)
Versamenti e rimborsi da/a azionisti terzi	(34)														1	1
										(380)	**1.181**	**(27)**	**(5.160)**	**(4.386)**	**(48)**	**(4.434)**
Altri movimenti di patrimonio netto																
Eliminazione di utili infragruppo tra società con diversa interessenza di Gruppo											(62)			(62)	62	
Diritti decaduti stock option											(7)			(7)		(7)
Altre variazioni								(94)			97			3		3
								(94)			**28**			**(66)**	**62**	**(4)**
Saldi al 31 dicembre 2014	(34)	**4.005**	**959**	**6.201**	**(284)**	**11**	**(122)**	**207**	**4.020**	**(581)**	**46.067**	**(2.020)**	**1.291**	**59.754**	**2.455**	**62.209**

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	**2012**[a]	**2013**[a]	**2014**
Utile netto - Continuing operations		4.947	4.959	850
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti	(38)	9.645	9.421	9.970
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(38)	3.972	2.400	1.529
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(40)	(186)	(222)	(121)
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(875)	(3.770)	(95)
Dividendi	(40)	(431)	(400)	(385)
Interessi attivi		(94)	(142)	(171)
Interessi passivi		808	711	719
Imposte sul reddito	(41)	11.679	9.005	6.492
Altre variazioni		(1.947)	(1.882)	744
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze		*(1.402)*	*350*	*1.524*
- crediti commerciali		*(3.161)*	*(1.379)*	*2.344*
- debiti commerciali		*2.014*	*703*	*(1.253)*
- fondi per rischi e oneri		*329*	*59*	*(187)*
- altre attività e passività		*(1.061)*	*723*	*240*
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(3.281)	456	2.668
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		17	6	9
Dividendi incassati		930	630	612
Interessi incassati		79	97	112
Interessi pagati		(829)	(942)	(882)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(11.882)	(9.301)	(6.941)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations		**12.552**	**11.026**	**15.110**
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		**15**		
Flusso di cassa netto da attività operativa		**12.567**	**11.026**	**15.110**
- di cui verso parti correlate	(44)	***(1.117)***	***(2.911)***	***(3.203)***
Investimenti:				
- attività materiali	(16)	*(11.267)*	*(10.913)*	*(10.685)*
- attività immateriali	(18)	*(2.294)*	*(1.887)*	*(1.555)*
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(35)	*(178)*	*(25)*	*(36)*
- partecipazioni	(19)	*(391)*	*(292)*	*(372)*
- titoli		*(17)*	*(5.048)*	*(77)*
- crediti finanziari		*(1.542)*	*(978)*	*(1.289)*
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		*54*	*50*	*669*
Flusso di cassa degli investimenti		(15.635)	(19.093)	(13.345)
Disinvestimenti:				
- attività materiali		*1.240*	*514*	*97*
- attività immateriali		*61*	*16*	*8*
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	(35)	*3.521*	*3.401*	
- partecipazioni		*1.203*	*2.429*	*3.579*
- titoli		*54*	*36*	*57*
- crediti finanziari		*1.431*	*1.561*	*506*
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		*(252)*	*155*	*155*
Flusso di cassa dei disinvestimenti		7.258	8.112	4.402
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(8.377)**	**(10.981)**	**(8.943)**
- di cui verso parti correlate	(44)	***1.485***	***(390)***	***(1.458)***

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2012[a]	2013[a]	2014
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(28)	10.506	5.418	1.916
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(28)	(3.961)	(4.720)	(2.751)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(23)	(731)	1.017	207
		5.814	**1.715**	**(628)**
Apporti netti di capitale proprio da terzi			1	1
Cessione di azioni proprie diverse dalla controllante		29	1	
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in imprese consolidate		604	(28)	
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.840)	(3.949)	(4.006)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(536)	(250)	(49)
Acquisto di azioni proprie				(380)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**2.071**	**(2.510)**	**(5.062)**
- di cui verso parti correlate	(44)	***(93)***	***119***	***(99)***
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(4)	2	2
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(12)	(42)	76
Flusso di cassa netto dell'esercizio		**6.245**	**(2.505)**	**1.183**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(8)	**1.691**	**7.936**	**5.431**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	(8)	**7.936**	**5.431**	**6.614**

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 5 - Modifica dei criteri contabili.

Note al bilancio consolidato

1 Criteri di redazione

Il bilancio consolidato è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali")[1] emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05[2].Con riferimento alle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi sono adottati i criteri applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei Production Sharing Agreement e dei contratti di buy-back.
Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.
Il bilancio al 31 dicembre 2014, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 2 aprile 2015, è sottoposto alla revisione contabile da parte della Reconta Ernst & Young SpA. La Reconta Ernst & Young SpA, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.
I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

2 Principi di consolidamento

Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle imprese italiane ed estere controllate da Eni .
Un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono alla controllante l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della partecipata stessa.
Nel caso di imprese che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria, sono perciò rilevati pro-quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. L'esclusione dal consolidamento di alcune società controllate, non significative né singolarmente né complessivamente, non ha comportato effetti rilevanti[3] ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.
I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere. Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati con il cd. metodo dell'integrazione globale e pertanto sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci del patrimonio netto e del conto economico.
In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza positiva tra il costo di acquisto e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione di patrimonio netto consolidato ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[4]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Interessenze in accordi a controllo congiunto

Un accordo a controllo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.
Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto".
Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successiva-

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi emessi dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).
(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2014 in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.
(3) Secondo le disposizioni del Conceptual Framework dei principi contabili internazionali: "l'informazione è rilevante se la sua omissione o errata presentazione può influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio".
(4) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.

mente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, al costo rettificato per perdite di valore.

Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle scelte finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto. Le partecipazioni in collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel successivo punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.
I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni richieste per la redazione del bilancio consolidato.

Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, in joint venture e in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto[5].
In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto, attribuendo l'eventuale differenza tra il costo sostenuto e la quota di interessenza nel fair value delle attività nette identificabili della partecipata in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Successivamente il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione; e (ii) della quota di pertinenza delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. Le variazioni del patrimonio netto di una partecipata, diverse da quelle afferenti al risultato economico e alle altre componenti dell'utile complessivo, sono rilevate a conto economico quando rappresentano nella sostanza gli effetti di una cessione di un interest nella partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche paragrafo "Principi di consolidamento"). In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile determinato adottando i criteri indicati al successivo punto "Attività materiali". Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico, le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento, le joint venture e le imprese collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni".
La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale plusvalenza/minusvalenza calcolata come differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto della rivalutazione dell'eventuale partecipazione residua mantenuta per allinearla al relativo fair value[6]; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico[7]. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.
La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.
Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value[8], fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza residua rispetto al costo di acquisto, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.
Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method); in alternativa, è rilevato l'intero ammontare del goodwill generato dall'acquisizione considerando, pertanto, anche la quota attribuibile alle interessenze di terzi (cd. full goodwill method); in quest'ultimo caso le interessenze di terzi sono espresse al loro complessivo fair value includendo pertanto anche il goodwill di loro competenza[9].
La scelta delle modalità di determinazione del goodwill (partial goodwill method o full goodwill method) è operata in maniera selettiva per ciascuna operazione di business combination.

(5) Nel caso di assunzione di un collegamento (controllo congiunto) in fasi successive, la partecipazione è iscritta per l'importo corrispondente a quello derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto come se lo stesso fosse stato applicato sin dall'origine; l'effetto della "rivalutazione" del valore di iscrizione delle quote di partecipazione detenute antecedentemente all'assunzione del collegamento (controllo congiunto) è rilevato a patrimonio netto.
(6) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.
(7) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati agli utili a nuovo.
(8) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al successivo punto "Valutazioni al fair value".
(9) L'adozione del partial o del full goodwill method rileva anche nel caso di operazioni di business combination che comportano la rilevazione, a conto economico, di "goodwill negativi" (cd. gain on bargain purchase).

Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico. Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta non è allineata al relativo fair value.
Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

Operazioni infragruppo

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

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la moneta funzionale del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Banca d'Italia).
Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo[10].
La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. In tali circostanze, la rilevazione a conto economico della riserva è effettuata nella voce "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è imputata a conto economico.
I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2012	Cambi al 31 dicembre 2012	Cambi medi dell'esercizio 2013	Cambi al 31 dicembre 2013	Cambi medi dell'esercizio 2014	Cambi al 31 dicembre 2014
Dollaro USA	1,28	1,32	1,33	1,38	1,33	1,21
Sterlina inglese	0,81	0,82	0,85	0,83	0,81	0,78
Corona norvegese	7,48	7,35	7,81	8,36	8,35	9,04
Dollaro australiano	1,24	1,27	1,38	1,54	1,47	1,48
Forint ungherese	289,25	292,30	296,87	297,04	308,71	315,54

3 Criteri di valutazione

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

Attività mineraria[11]

Acquisizione di titoli minerari

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

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono rilevati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto dal contratto. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è rilevato a conto economico.
I costi di acquisizione delle riserve certe, delle riserve probabili e delle riserve possibili sono rilevati all'attivo patrimoniale. I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al successivo punto "Sviluppo", considerando sia le riserve sviluppate, sia quelle non sviluppate. I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di esplorazione; in caso di esito negativo, sono rilevati a conto economico.

(10) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".
(11) I principi contabili internazionali non stabiliscono criteri specifici di rilevazione e valutazione delle attività minerarie. Eni ha mantenuto i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie adottati precedentemente all'introduzione degli IFRS, come consentito dall'IFRS 6 "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

Esplorazione
I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari, sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.), sono rilevati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo
I costi di sviluppo sostenuti per l'accertamento di riserve certe e la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Secondo tale metodo, i costi residui al termine di ciascun trimestre sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.
I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono rilevati a conto economico come minusvalenze da radiazione.
Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

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

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

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

Attività materiali

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.
In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi per rischi e oneri"[12].
Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.
I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei benefici e rischi della proprietà, sono iscritti al fair value, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita al debito finanziario verso il locatore e ammortizzati secondo i criteri di seguito indicati. Quando non vi è la ragionevole certezza di esercitare il diritto di riscatto, l'ammortamento è effettuato nel periodo più breve tra la durata della locazione e la vita utile del bene.
I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene.
Le attività materiali, a partire dal momento in cui inizia o avrebbe dovuto iniziare l'utilizzazione del bene, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile.
Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. successivo punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operations"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.
I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.
I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

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

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.
Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e in condizioni normali di mercato si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2014, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2014 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2015, le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta.
L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato, come di seguito indicato, del rischio Paese specifico in cui si trova l'asset oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti ai settori Gas & Power e Ingegneria & Costruzioni, tenuto conto della differente rischiosità espressa da questi settori rispetto a quella complessiva Eni, sono definiti specifici WACC (per Gas & Power sulla base di un campione di società operanti nel medesimo settore; per Ingegneria & Costruzioni sulla base della quotazione di mercato); il WACC del settore Gas & Power è anch'esso rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività, il WACC del settore Ingegneria & Costruzioni non è rettificato per il rischio Paese specifico in quanto il capitale investito del settore si riferisce prevalentemente a beni mobili il cui utilizzo non è vincolato a uno specifico Paese. Per gli altri settori, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva Eni, è utilizzato il medesimo tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo (cd. cash generating unit). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La rivalutazione è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill quando acquisito a titolo oneroso. L'identificabilità è definita con riferimento alla possibilità di distinguere l'attività immateriale acquisita dal goodwill; questo requisito è soddisfatto, di norma, quando: (i) l'attività immateriale è riconducibile a un diritto legale o contrattuale; oppure (ii) l'attività è separabile, ossia può essere ceduta, trasferita, data in affitto o scambiata autonomamente oppure come parte integrante di altre attività. Il controllo su un'attività immateriale da parte dell'impresa consiste nella potestà di usufruire dei benefici economici futuri derivanti dall'attività e nella possibilità di limitarne l'accesso ad altri.
Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.
Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui le attività saranno utilizzate dall'impresa; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".
Il goodwill e le altre attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento; la recuperabilità del loro valore di iscrizione è verificata almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. Quando il valore di iscrizione della cash generating unit comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile[13], la differenza costituisce oggetto di svalutazione che viene attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la cash generating unit, fino all'ammontare del valore recuperabile delle attività a vita utile definita. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripristino di valore[14].
I costi direttamente attribuibili all'acquisizione della clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale quando sono rispettate tutte le seguenti condizioni: (i) i costi capitalizzati sono determinati in maniera attendibile; (ii) esiste un contratto che vincola il cliente per un determinato periodo; e (iii) è probabile che l'ammontare dei costi capitalizzati venga recuperato attraverso i ricavi generati dalla transazione di vendita ovvero attraverso l'incasso di penalità in caso di risoluzione anticipata del contratto.

(13) Per la definizione di valore recuperabile v. punto "Attività materiali".
(14) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.
Le attività immateriali includono inoltre le attività relative agli accordi per servizi in concessione tra settore pubblico e privato (cd. service concession arrangements) relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione in cui il concedente: (i) controlla o regolamenta i servizi forniti dall'operatore tramite l'infrastruttura e il relativo prezzo da applicare; (ii) controlla – attraverso la proprietà, la titolarità di benefici o in altro modo – qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura al termine della concessione. In base ai termini degli accordi, l'operatore detiene il diritto di utilizzo dell'infrastruttura, controllata dal concedente, al fine di erogare il servizio pubblico[15].

Contributi in conto capitale

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

Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, differenti dai lavori in corso su ordinazione, sono iscritte al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo, sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.
Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su base mensile; quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.
In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred costs" in contropartita alla voce "Altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred costs stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre i deferred costs stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Lavori in corso su ordinazione

I lavori in corso su ordinazione sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Gli acconti versati dai committenti sono detratti dal valore dei lavori in corso su ordinazione nei limiti dei corrispettivi maturati; l'eventuale eccedenza è iscritta nelle passività. Le perdite delle commesse sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono considerate probabili. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta diversa dall'euro sono convertiti in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio con imputazione degli effetti a conto economico.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie correnti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista nonché le attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.
Le attività finanziarie disponibili per la vendita comprendono le attività finanziarie, diverse dai derivati, dai crediti, dalle attività finanziarie destinate al trading e da mantenersi sino alla scadenza.
Le attività finanziarie destinate al trading e le attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevate al fair value con imputazione degli effetti, rispettivamente, alla voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari" e alla riserva di patrimonio netto[16] afferente le altre componenti dell'utile complessivo. In quest'ultima fattispecie, le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto del realizzo o della svalutazione. L'obiettiva evidenza di svalutazioni è verificata considerando, tra l'altro, rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte; le riduzioni di valore dell'attività sono incluse nel valore di iscrizione.
Gli interessi maturati e i dividendi deliberati relativi ad attività finanziarie valutate al fair value sono rilevati per competenza economica rispettivamente alle voci "Proventi (oneri) finanziari"[17] e "Altri proventi (oneri) su partecipazioni". Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.
I crediti sono valutati secondo il metodo del costo ammortizzato (v. punto successivo "Attività finanziarie non correnti").

(15) Quando l'operatore ha il diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o altre attività finanziarie da parte del concedente o da un soggetto individuato dal concedente stesso, i corrispettivi ricevuti o da ricevere da parte dell'operatore per le attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura sono rilevati come un'attività finanziaria.
(16) Le variazioni di fair value delle attività finanziarie disponibili per la vendita in valuta dovute a variazioni del tasso di cambio sono rilevate a conto economico.
(17) Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading". Differentemente, gli interessi attivi maturati su attività finanziarie disponibili per la vendita sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi finanziari".

Attività finanziarie non correnti

Partecipazioni

Le attività finanziarie rappresentative di quote di partecipazione sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option attivata al fine di ridurre l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico. Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino[18].

Crediti e attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza

I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono iscritti al costo rappresentato dal fair value del corrispettivo iniziale dato in cambio, incrementato dei costi di transazione (es. commissioni, consulenze, ecc.). Il valore di iscrizione iniziale è successivamente rettificato per tener conto dei rimborsi in quota capitale, delle eventuali svalutazioni e dell'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore di iscrizione iniziale; l'ammortamento è effettuato sulla base del tasso di interesse effettivo rappresentato dal tasso che rende uguali, al momento della rilevazione iniziale, il valore attuale dei flussi di cassa attesi e il valore di iscrizione iniziale (cd. metodo del costo ammortizzato). I crediti originati da beni concessi in leasing finanziario sono rilevati per l'importo corrispondente al valore attuale dei canoni di locazione e del prezzo di riscatto ovvero dell'eventuale valore residuo del bene; l'attualizzazione è effettuata adottando il tasso implicito del leasing.
In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (v. anche punto "Attività finanziarie correnti"), la svalutazione è determinata confrontando il relativo valore di iscrizione con il valore attuale dei flussi di cassa attesi attualizzati al tasso di interesse effettivo definito al momento della rilevazione iniziale, ovvero al momento del suo aggiornamento per riflettere i repricing contrattualmente previsti. I crediti e le attività finanziarie da mantenersi sino alla scadenza sono esposti al netto degli accantonamenti effettuati al fondo svalutazione; quando la riduzione di valore dell'attività è accertata, il fondo svalutazione è utilizzato a fronte oneri, differentemente è utilizzato per esuberanza. Gli effetti economici della valutazione al costo ammortizzato sono rilevati alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

Passività finanziarie

I debiti sono valutati con il metodo del costo ammortizzato (v. precedente punto "Attività finanziarie non correnti").

Strumenti finanziari derivati

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivatives) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.
I derivati sono designati come strumenti di copertura quando la relazione tra il derivato e l'oggetto della copertura è formalmente documentata e l'efficacia della copertura, verificata periodicamente, è elevata. Quando i derivati di copertura coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), i derivati sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.
Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta.
Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".
Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodities stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

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

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'ob-

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

bligazione può essere stimato attendibilmente. Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".
Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce; l'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento.
I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.
I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita alle attività a cui si riferiscono nei limiti dei relativi valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.
Nella nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri sono illustrate le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili, ma non probabili, derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso.

Fondi per benefici ai dipendenti

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.
La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.
Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".
Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. In presenza di attività nette sono inoltre rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore differenti dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nel prospetto dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.
Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Azioni proprie

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

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di servizi sono rilevati quando si verifica l'effettivo trasferimento dei rischi e dei vantaggi rilevanti tipici della proprietà o al compimento della prestazione. Relativamente ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:
- per i greggi, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, generalmente con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, generalmente con la spedizione.

I ricavi sono rilevati al momento della spedizione quando a quella data i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente.
I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti in proporzione alla quantità prodotta di spettanza (entitlement method); i ricavi e i costi connessi al ritiro di quantità inferiori o superiori rispetto alle quote di spettanza sono valorizzati ai prezzi correnti alla chiusura dell'esercizio.
Gli stanziamenti di ricavi relativi a servizi parzialmente resi sono rilevati per il corrispettivo maturato, sempreché sia possibile determinarne attendibilmente lo stadio di completamento e non sussistano incertezze di rilievo sull'ammontare e sull'esistenza del ricavo e dei relativi costi; diversamente sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti recuperabili.
I corrispettivi maturati nell'esercizio relativi ai lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Con riferimento agli accordi per servizi in concessione (v. precedente punto "Attività immateriali") nei casi in cui la tariffa dei servizi resi non consenta l'attendibile distinzione tra la remunerazione per l'attività di costruzione/miglioria dell'infrastruttura e quella di gestione e in assenza di benchmark di riferimento, i ricavi afferenti all'attività di costruzione/miglioria sono rilevati nei limiti dei costi sostenuti.
Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.

Le attività materiali, differenti da quelle utilizzate nell'ambito dei servizi in concessione, trasferite dai clienti (o realizzate con le disponibilità trasferite dai clienti) e funzionali al loro collegamento ad una rete per la somministrazione di una fornitura, sono rilevate al relativo fair value in contropartita ai ricavi di conto economico. Quando l'accordo prevede la prestazione di una pluralità di servizi (es. allacciamento e fornitura di beni) è verificato a fronte di quale servizio fornito è stata trasferita l'attività dal cliente e, coerentemente, la rilevazione del ricavo è operata all'atto dell'allacciamento ovvero lungo la minore tra la durata della fornitura e la vita utile dell'asset.
I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo ricevuto o da ricevere, al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse.
In presenza di programmi di fidelizzazione della clientela, i punti premio assegnati sono rilevati come una componente separata della transazione di vendita con cui sono attribuiti. Pertanto, la parte del ricavo corrispondente al fair value dei punti premio assegnati è rilevata in contropartita alla voce "Altre passività"; tale passività è riversata a conto economico nell'esercizio in cui avviene l'utilizzo dei punti premio da parte della clientela o ne decade il relativo diritto.
Le permute tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi e costi.
I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.
I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali al netto dell'eventuale saldo negativo tra emissioni effettuate e quote assegnate.
I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi" del conto economico.
I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.
I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.
I contributi in conto esercizio sono rilevati a conto economico per competenza, coerentemente con il sostenimento dei costi cui sono correlati.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.
Le attività e passività monetarie in moneta diversa da quella funzionale sono convertite nella moneta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico. Le attività e passività non monetarie espresse in moneta diversa da quella funzionale valutate al costo sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

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

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Passività per imposte sul reddito correnti". I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali sulla base delle aliquote e della normativa approvate o sostanzialmente tali per gli esercizi futuri. L'iscrizione di attività per imposte anticipate è effettuata quando il loro recupero è considerato probabile; in particolare la recuperabilità delle imposte anticipate è considerata probabile quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali.
Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.
In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.
Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate a patrimonio netto.

Attività destinate alla vendita e discontinued operations

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.
Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair

value, ridotto degli oneri di vendita. La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie il valore di iscrizione è fatto pari al valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. Successivamente alla cessione, la quota di partecipazione residua è valutata applicando i criteri indicati al precedente punto "Attività finanziarie non correnti - Partecipazioni", salvo che la stessa continui ad essere valutata secondo il metodo del patrimonio netto.
L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.
Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione, classificate come destinate alla vendita, costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operations, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operations sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.
In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione.

Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price). La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.
La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.
La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.
La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di uno strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.
Il fair value di una passività riflette l'effetto di un rischio di inadempimento; il rischio di inadempimento comprende, tra l'altro, il rischio di credito dell'entità stessa.
In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

4 Schemi di bilancio[19]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[20].
Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

5 Modifica dei criteri contabili

Le disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato" (di seguito IFRS 10), dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito IFRS 11) e dello IAS 28 "Partecipazioni in società collegate e joint venture" (di seguito IAS 28), omologate con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economico-patrimoniali del 2013 posti a confronto; in considerazione della circostanza che gli schemi di conto economico, prospetto dell'utile complessivo e rendiconto finanziario presentano due esercizi posti a confronto, la rettifica dei corrispondenti valori sarà operata anche per l'esercizio 2012.
In particolare, l'IFRS 10 fornisce una nuova definizione di controllo da applicarsi a tutte le società (ivi incluse le società veicolo). In base a tale definizione, un investitore controlla un'impresa partecipata quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei ritorni economici dell'impresa ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso il proprio potere decisionale sulla stessa. L'IFRS 11 definisce la contabilizzazione degli accordi a controllo congiunto, in relazione ai diritti e alle obbligazioni delle parti rivenienti dall'accordo. L'IFRS 11 identifica due tipologie di accordi a controllo congiunto. Una joint venture è un accordo a con-

(19) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale 2013.
(20) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate alla nota 36 – Garanzie, impegni e rischi – Altre informazioni sugli strumenti finanziari.

trollo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Le interessenze in joint operation sono contabilizzate rilevando la quota di competenza del partecipante di attività/passività e di ricavi/costi sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali.

I principali impatti connessi con l'adozione delle nuove disposizioni riguardano la classificazione come joint operation di alcune imprese precedentemente classificate come controllate congiunte e valutate secondo il metodo del patrimonio netto.

I valori dello stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2013, dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2013, nonché del conto economico, del prospetto dell'utile complessivo e del rendiconto finanziario 2012 e 2013 posti a confronto, sono stati rideterminati a seguito dell'adozione dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11. Di seguito è fornito l'impatto quantitativo sulle voci di bilancio interessate:

(€ milioni)

	1° gennaio 2013		
Voci di bilancio	**Ante applicazione IFRS 10 e 11**	**Applicazione IFRS10 e 11**	**Post applicazione IFRS 10 e 11**
Attività correnti	48.868	128	48.996
Attività non correnti	90.494	186	90.680
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	*63.466*	*1.332*	*64.798*
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*4.262*	*(809)*	*3.453*
Passività correnti	33.986	(34)	33.952
Passività non correnti	42.973	489	43.462
Totale patrimonio netto	62.558	(141)	62.417

(€ milioni)

	31 dicembre 2013		
Voci di bilancio	**Ante applicazione IFRS 10 e 11**	**Applicazione IFRS10 e 11**	**Post applicazione IFRS 10 e 11**
Attività correnti	50.435	26	50.461
Attività non correnti	85.357	227	85.584
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	*62.506*	*1.257*	*63.763*
- di cui: Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	*3.934*	*(781)*	*3.153*
Passività correnti	32.947	(78)	32.869
Passività non correnti	43.827	456	44.283
Totale patrimonio netto	61.174	(125)	61.049

(€ milioni)

	2013		
Voci di bilancio	**Ante applicazione IFRS 10 e 11**	**Applicazione IFRS10 e 11**	**Post applicazione IFRS 10 e 11**
Ricavi	116.107	(23)	116.084
Utile operativo	8.856	32	8.888
Proventi (oneri) finanziari	(991)	(18)	(1.009)
Proventi (oneri) su partecipazioni	6.115	(30)	6.085
Utile netto del periodo	4.972	(13)	4.959
- azionisti Eni	5.160		5.160
- interessenze di terzi	(188)	(13)	(201)
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.969	57	11.026
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(10.943)	(38)	(10.981)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.453)	(57)	(2.510)
Flusso di cassa netto del periodo	(2.477)	(28)	(2.505)

(€ milioni)

	2012		
Voci di bilancio	**Ante applicazione IFRS 10 e 11**	**Applicazione IFRS 10 e 11**	**Post applicazione IFRS 10 e 11**
Ricavi	128.766	(109)	128.657
Utile operativo	15.071	137	15.208
Proventi (oneri) finanziari	(1.347)	(24)	(1.371)
Proventi (oneri) su partecipazioni	2.881	(92)	2.789
Utile netto del periodo	8.676	3	8.679
- azionisti Eni	7.790		7.790
- interessenze di terzi	886	3	889
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.371	196	12.567
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(8.291)	(86)	(8.377)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.201	(130)	2.071
Flusso di cassa netto del periodo	6.265	(20)	6.245

L'applicazione delle disposizioni dello IAS 28 non ha prodotto effetti significativi.
Le informazioni illustrative delle partecipazioni sono presentate in base all'IFRS 12 "Informativa sulle partecipazioni in altre entità", efficace a partire dal 1° gennaio 2014.

Con il regolamento n. 634/2014 emesso dalla Commissione Europea in data 13 giugno 2014 è stato omologato l'IFRIC 21 "Tributi" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto alla rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Il regolamento di omologazione ha previsto l'entrata in vigore dell'IFRIC 21 a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 17 giugno 2014, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2014. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 21 non ha prodotto effetti significativi. Gli altri principi contabili e interpretazioni entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2014 non hanno prodotto effetti significativi.

6 Utilizzo di stime contabili

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

Attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima. Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dall'interpretazione e dal giudizio che di queste dà la Direzione Aziendale. Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Inizialmente tutte le riserve classificate come certe sono categorizzate come riserve certe non sviluppate. Il successivo passaggio da riserve certe non sviluppate a sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza del first oil. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.
La produzione di petrolio e di gas naturale effettivamente estratta dai pozzi e le analisi di giacimento successive possono comportare delle revisioni significative in aumento o in diminuzione. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sui volumi delle riserve certe rispetto alla stima iniziale e, nel caso di Production Sharing Agreement e contratti di buy-back, sulle produzioni e sulle riserve di spettanza. Conseguentemente, la stima delle riserve potrebbe differire in misura significativa rispetto alle quantità di idrocarburi che saranno effettivamente estratte.
Le stime delle riserve sono utilizzate nella determinazione degli ammortamenti e delle svalutazioni. I tassi di ammortamento delle attività petrolifere in base al metodo UOP sono calcolati come rapporto tra la quantità di idrocarburi estratti nel trimestre e le riserve certe sviluppate a fine trimestre aumentate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa.
Le stime delle riserve sono utilizzate anche nel calcolo dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione. Quanto maggiore è la consistenza delle riserve, tanto minore è la probabilità che le attività siano oggetto di svalutazione.

Svalutazioni

Le attività sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve certe o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione e dei miglioramenti tecnologici sui costi di produzione, i profili produttivi e le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale. Analoghe considerazioni rilevano ai fini della verifica della recuperabilità fisica delle attività rilevate in bilancio (deferred costs – v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay", nonché ai fini della verifica della recuperabilità delle imposte anticipate.
La svalutazione è determinata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'utilizzo dell'attività al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utiliz-

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

Smantellamento e ripristino siti

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

Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta a goodwill, se negativa è imputata a conto economico. Nel processo di attribuzione Eni si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne.

Passività ambientali

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

Fondi per benefici ai dipendenti

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di ritiro e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.
Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, che rappresentano i tassi in base ai quali l'obbligazione nei confronti dei dipendenti potrebbe essere effettivamente adempiuta, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dei Paesi interessati; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'an-

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

Fondi

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, e le passività relative ai benefici per i dipendenti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

Riconoscimento dei ricavi

I ricavi del settore Ingegneria & Costruzioni sono riconosciuti sulla base dei corrispettivi pattuiti in proporzione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). La stima del margine di commessa atteso (future gross profit), identificato come differenza tra i ricavi previsti dal contratto e i costi direttamente imputabili alla commessa, è un processo complesso di valutazione che include l'identificazione dei diversi rischi inerenti le attività previste nelle diverse aree geografiche di operatività, le condizioni di mercato ed ogni altro elemento utile per quantificare con sufficiente precisione i futuri costi e i tempi attesi per il completamento del progetto. Le richieste di corrispettivi aggiuntivi derivanti da modifiche ai lavori previsti contrattualmente si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi quando è probabile che il committente approverà le varianti e il relativo prezzo; le altre richieste (claims), derivanti ad esempio da maggiori oneri sostenuti per cause imputabili al committente, si considerano nell'ammontare complessivo dei corrispettivi solo quando è probabile che la controparte le accetti.
I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura e il termine dell'esercizio ma non ancora fatturate. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni dei trasportatori e distributori sulle quantità allocate ai fini della distribuzione e della differenza rispetto alle quantità fatturate, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi oggetto di stima.

7 Principi contabili di recente emanazione

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 2015/29 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014 è stata omologata la modifica allo IAS 19 "Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipendente o da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempreché tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) sono indicati nelle condizioni formali del piano, (ii) sono collegati al servizio svolto dal dipendente e (iii) sono indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente). La modifica è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015 (per Eni: bilancio 2016).
Con i regolamenti n. 2015/28 e n. 1361/2014 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 17 e 18 dicembre 2014, sono stati omologati, rispettivamente, i documenti "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012" e "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011–2013", contenenti modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi indicate nel documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2011–2013" sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2015; differentemente, le modifiche indicate nel documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012" sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015 (per Eni: bilancio 2016).

Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e non ancora omologati dalla Commissione Europea

In data 6 maggio 2014, lo IASB ha emesso la modifica all'IFRS 11 "Accounting for Acquisitions of Interests in Joint Operations" (di seguito modifica all'IFRS 11), che disciplina il trattamento contabile da adottare alle operazioni di acquisizione dell'interest iniziale o di interessenze addizionali in joint operation (senza modifica della qualificazione come joint operation) la cui attività soddisfa la definizione di business prevista dall'IFRS 3. In particolare, la quota acquisita nella joint operation è rilevata adottando le disposizioni previste per le operazioni di business combination applicabili a tali fattispecie, che includono ma non si limitano: (i) alla valutazione al fair value delle attività e passività identificabili, diverse da quelle per le quali è previsto un differente criterio di valutazione; (ii) alla rilevazione a conto economico dei costi direttamente attribuibili all'acquisizione al momento del relativo sostenimento; (iii) alla rilevazione della fiscalità differita connessa alla rilevazione iniziale di attività (ad eccezione del goodwill) o passività in presenza di differenze temporanee tra valore contabile e fiscale; (iv) alla rilevazione del goodwill derivante dal differenziale tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette identificabili acquisite; (v) alla verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della cash generating unit alla quale è stato allocato il goodwill almeno annualmente o in presenza di impairment indicator. La modifica all'IFRS 11 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.
In data 12 maggio 2014, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 "Clarification of Acceptable Methods of Depreciation and Amortisation" (di seguito modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38), in base alle quali è da considerarsi inappropriata l'adozione di una metodologia di ammortamento basata sui ricavi. Limitatamente alle attività immateriali, tale indicazione è considerata una presunzione relativa superabile solo al verificarsi di una delle seguenti circostanze: (i) il diritto d'uso di un'attività immateriale è correlato al raggiungimento di una predeterminata soglia di ricavi da produrre; o (ii) quando è dimostrabile che il conseguimento dei ricavi e l'utilizzo dei benefici economici dell'attività siano altamente correlati. Le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

In data 28 maggio 2014, lo IASB ha emesso l'IFRS 15 "Revenue from Contracts with Customers" (di seguito IFRS 15), che disciplina il timing e l'ammontare di rilevazione dei ricavi derivanti da contratti con i clienti (ivi inclusi i contratti afferenti a lavori su ordinazione). In particolare, l'IFRS 15 prevede che la rilevazione dei ricavi sia basata sui seguenti 5 step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation (ossia le promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente); (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; e (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta. Inoltre, l'IFRS 15 integra l'informativa di bilancio da fornire con riferimento a natura, ammontare, timing e incertezza dei ricavi e dei relativi flussi di cassa. Le disposizioni dell'IFRS 15 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.
In data 24 luglio 2014, lo IASB ha finalizzato il progetto di revisione del principio contabile in materia di strumenti finanziari con l'emissione della versione completa dell'IFRS 9 "Financial Instruments" (di seguito IFRS 9). In particolare, le nuove disposizioni dell'IFRS 9: (i) modificano il modello di classificazione e valutazione delle attività finanziarie; (ii) introducono una nuova modalità di svalutazione delle attività finanziarie, che tiene conto delle perdite attese (cd. expected credit losses); e (iii) modificano le disposizioni in materia di hedge accounting. Le disposizioni dell'IFRS 9 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018.
In data 12 agosto 2014, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 27 "Equity Method in Separate Financial Statements", che introduce la possibilità di utilizzare il metodo del patrimonio netto per la valutazione delle partecipazioni in controllate, joint venture e collegate nel bilancio separato. La modifica allo IAS 27 è efficace a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.
In data 11 settembre 2014, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28 "Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture" (di seguito modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28) che ha definito le modalità di rilevazione degli effetti economici connessi, principalmente, alla perdita del controllo di una partecipazione per effetto del suo trasferimento a una realtà collegata o a una joint venture. Le modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.
In data 18 dicembre 2014, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Disclosure Initiative", contenenti essenzialmente chiarimenti in merito alle modalità di presentazione dell'informativa di bilancio, che richiamano l'attenzione sull'utilizzo del concetto di significatività. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.
In data 25 settembre 2014, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs 2012–2014 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Allo stato Eni sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Attività correnti

8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €6.614 milioni (€5.431 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono attività finanziarie originariamente esigibili entro 90 giorni per €3.373 milioni (€3.086 milioni al 31 dicembre 2013) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.
Le disponibilità liquide oggetto di vincolo ammontano a €90 milioni e riguardano un vincolo temporaneo disposto a seguito di indagini giudiziarie nei confronti di società del settore Saipem. Maggiori informazioni sulle indagini giudiziarie sono riportate alla nota n. 36 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - Indagini della Magistratura.
La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 9 giorni e il tasso di interesse medio è dello 0,15% (0,3% al 31 dicembre 2013).

9 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per emittente come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	1.961	1.325
Altri titoli	3.043	3.699
	5.004	**5.024**

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

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	691	700	Baa2	BBB-
Spagna	190	202	Baa2	BBB
Francia	70	73	Aa1	AA
Unione Europea	48	51	Aaa	AA+
Canada	31	32	Aaa	AAA
Germania	9	9	Aaa	AAA
	1.039	**1.067**		
Tasso variabile				
Germania	181	181	Aaa	AAA
Francia	77	77	Aa1	AA
	258	**258**		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	**1.297**	**1.325**		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.949	2.056	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.033	1.082	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.982	**3.138**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	86	87	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	474	474	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	560	**561**		
Totale Altri titoli	**3.542**	**3.699**		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	**4.839**	**5.024**		

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	4.954	4.996
Sterlina inglese	37	16
Franco svizzero	13	12
	5.004	**5.024**

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

10 Attività finanziarie disponibili per la vendita

Le attività finanziarie disponibili per la vendita si analizzano per emittente come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Titoli strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	165	204
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	37	40
	202	**244**
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani		6
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	7	7
Altri titoli quotati	26	
	33	**13**
	235	**257**

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	173	216
Dollaro USA	58	39
Rupia indiana	4	2
	235	**257**

I titoli emessi da Stati sovrani al 31 dicembre 2014 di €210 milioni (€165 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Tasso fisso						
Belgio	27	33	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Italia	29	30	da 1,50 a 5,75	dal 2015 al 2018	Baa2	BBB-
Portogallo	22	25	da 3,35 a 4,75	dal 2015 al 2019	Ba1	BB
Spagna	21	24	da 3,15 a 4,85	dal 2016 al 2020	Baa2	BBB
Francia	16	17	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2021	Aa1	AA
Slovacchia	15	16	da 1,50 a 4,20	dal 2016 al 2018	A2	A
Irlanda	13	16	da 4,40 a 4,50	dal 2019 al 2020	Baa1	A
Finlandia	9	9	da 1,13 a 1,75	dal 2015 al 2019	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AA+
Polonia	5	6	6,38	2019	A2	A-
Austria	5	5	3,50	2015	Aaa	AA+
Germania	5	5	3,25	2015	Aaa	AAA
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	4	4	3,13	2019	Aaa	AA+
	189	**210**				

Titoli quotati per €47 milioni (€44 milioni al 31 dicembre 2013) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating compresa tra Aaa e A2 (Moody's) e AAA e A+ (S&P).
I titoli strumentali all'attività operativa di €244 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.
Gli effetti della valutazione al fair value dei titoli si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2014
Effetto valutazione al fair value	6	7	13
Passività per imposte differite	(1)	(1)	(2)
Altre riserve di patrimonio netto	**5**	**6**	**11**

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

11 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti commerciali	**21.212**	**19.709**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	403	423
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	481	839
- non strumentali all'attività operativa	129	555
	1.013	**1.817**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	88	86
- altri	6.577	6.989
	6.665	**7.075**
	28.890	**28.601**

Il decremento dei crediti commerciali di €1.503 milioni è riferito principalmente ai settori Gas & Power (€726 milioni) ed Exploration & Production (€594 milioni).
I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €2.353 milioni (€1.877 milioni al 31 dicembre 2013):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Crediti commerciali	1.291	518	(154)	19	1.674
Crediti finanziari	52			7	59
Altri crediti	534	48	(9)	47	620
	1.877	**566**	**(163)**	**73**	**2.353**

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €518 milioni (€384 milioni nel 2013) è riferito al settore Gas & Power per €380 milioni ed è relativo in particolare alla clientela retail nei confronti della quale si rilevano maggiori difficoltà di riscossione a causa del protrarsi della debole congiuntura economica. Eni sta adottando le necessarie azioni per la riduzione dei crediti scaduti anche attraverso una revisione del processo di gestione dei crediti in contenzioso ed operazioni di cessione dei crediti.
L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €154 milioni (€158 milioni nel 2013) è riferito ai settori Gas & Power per €55 milioni e Ingegneria & Costruzioni per €53 milioni.
Al 31 dicembre 2014 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2015 per €1.375 milioni (€2.533 milioni nel 2013 con scadenza 2014). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi ai settori Gas & Power (€1.099 milioni), Refining & Marketing (€147 milioni), Ingegneria & Costruzioni (€92 milioni) e Versalis (€37 milioni). Inoltre, sono state attuate operazioni di cessione pro-soluto di crediti

commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza 2015 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €419 milioni (€222 milioni nell'esercizio 2013 con scadenza 2014).
I crediti commerciali al 31 dicembre 2014 comprendono crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €763 milioni, in riduzione rispetto al valore di €1.195 milioni al 30 giugno 2014 a seguito dei rimborsi ottenuti nel corso dell'esercizio con la finalizzazione di diverse iniziative commerciali con le controparti. Nel corso del 2015 proseguono, alla luce delle consolidate relazioni con le controparti governative, le attività negoziali per ottenere ulteriori riduzioni del credito.
L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**16.625**	**5.432**	**22.057**	**15.575**	**5.713**	**21.288**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**1.056**	**172**	**1.228**	**1.804**	**196**	**2.000**
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	1.702	325	2.027	1.088	232	1.320
- da 3 a 6 mesi	709	50	759	550	105	655
- da 6 a 12 mesi	606	185	791	244	10	254
- oltre 12 mesi	514	501	1.015	448	819	1.267
	3.531	**1.061**	**4.592**	**2.330**	**1.166**	**3.496**
	21.212	**6.665**	**27.877**	**19.709**	**7.075**	**26.784**

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche ed enti di Stato italiani ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici e verso clienti retail del settore Gas & Power.
Nel corso del 2014 sono state poste in essere operazioni di factoring su crediti scaduti e non svalutati riguardanti pubbliche amministrazioni; inoltre, nel mese di dicembre 2014 sono stati fattorizzati crediti scaduti per circa €104 milioni relativi a clienti middle e large del settore Gas & Power.
L'incremento di €772 milioni dei crediti svalutati al netto del fondo svalutazione è riferito ai settori Gas & Power per €494 milioni e Refining & Marketing per €255 milioni. Il decremento di €1.096 milioni dei crediti scaduti e non svalutati è riferito al settore Gas & Power per €1.026 milioni.
I crediti commerciali comprendono ritenute a garanzia per lavori in corso su ordinazione per €153 milioni (€209 milioni al 31 dicembre 2013).
I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €8.066 milioni (€7.611 milioni al 31 dicembre 2013).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.262 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €811 milioni finanziamenti concessi a società controllate non consolidate, joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€481 milioni al 31 dicembre 2013); €332 milioni di depositi sono a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€321 milioni al 31 dicembre 2013).
I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €555 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €287 milioni (€92 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €183 milioni presso Citigroup Global Markets Ltd, €96 milioni presso BNP Paribas e €8 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati; (ii) crediti relativi ai margini sui contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €203 milioni (€15 milioni di debiti finanziari al 31 dicembre 2013); (iii) depositi vincolati del settore Ingegneria & Costruzioni per €25 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.063 milioni (€529 milioni al 31 dicembre 2013).
Gli altri crediti per attività di disinvestimento di €86 milioni (€88 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti per €52 milioni (€79 milioni al 31 dicembre 2013) alla cessione perfezionata nel giugno 2012 del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di stato kazakha KazMunaiGas nell'ambito dell'accordo transattivo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe, che ha sancito la chiusura del contenzioso sul cost recovery e su alcune materie fiscali. Il piano di rimborso prevede 36 rate mensili dal luglio 2012 con interessi attivi a tassi di mercato.
Gli altri crediti di €6.989 milioni (€6.577 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) €663 milioni relativi al recupero di costi di investimento di due progetti petroliferi del settore Exploration & Production per i quali sono stati attivati due procedimenti arbitrali che hanno portato all'emissione di un lodo finale favorevole, in uno degli arbitrati, e all'emissione di un lodo parziale favorevole, nell'altro. Per quest'ultimo si aspetta il lodo finale che potrà essere emesso dal Collegio Arbitrale qualora venisse revocato il provvedimento restrittivo di una corte locale che impedisce il proseguimento di questo arbitrato; (ii) €91 milioni relativi a importi da ricevere da clienti gas somministrati a fronte dei volumi gas per i quali è maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di vendita a lungo termine; (iii) €1 milione relativo a crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con società non consolidate rientranti nel consolidato fiscale (€8 milioni al 31 dicembre 2013).

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti per attività di disinvestimento	**88**	**86**
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	4.771	4.837
- acconti per servizi	613	857
- compagnie di assicurazione	171	164
- per operazioni di factoring	121	140
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	69	47
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	17	18
- altri	815	926
	6.577	**6.989**
	6.665	**7.075**

I crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione comprendono crediti per €207 milioni (€264 milioni al 31 dicembre 2013) rilevati a fronte di passività per benefici definiti ai dipendenti (v. nota n. 30 – Fondi per benefici ai dipendenti).
I crediti per operazioni di factoring di €140 milioni (€121 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano la Serfactoring SpA e sono riferiti ad anticipazioni date a fronte di operazioni pro-solvendo e a crediti per operazioni pro-soluto.
Gli altri crediti in moneta diversa dall'euro ammontano a €6.004 milioni (€5.674 milioni al 31 dicembre 2013).
La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

12 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2013					31.12.2014				
(€ milioni)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	714	209		1.848	2.771	468	210		2.177	2.855
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	114	14		1	129	34	11		1	46
Lavori in corso su ordinazione			1.627		1.627			1.768		1.768
Prodotti finiti e merci	2.496	801		93	3.390	2.022	699		131	2.852
Certificati e diritti di emissione				22	22				34	34
	3.324	**1.024**	**1.627**	**1.964**	**7.939**	**2.524**	**920**	**1.768**	**2.343**	**7.555**

I lavori in corso su ordinazione di €1.768 milioni (€1.627 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano il settore Ingegneria & Costruzioni per €1.757 milioni (€1.607 milioni al 31 dicembre 2013) e comprendono corrispettivi in corso di negoziazione (change orders e claims) per €801 milioni (€1.018 milioni al 31 dicembre 2013). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 37 – Ricavi. Al 31 dicembre 2014 non ci sono acconti ricevuti dai committenti da compensare sui lavori in corso su ordinazione (€6 milioni al 31 dicembre 2013 corrispondenti al valore contrattuale dei lavori eseguiti). I certificati e diritti di emissione di €34 milioni (€22 milioni al 31 dicembre 2013) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Rimanenze di magazzino per €213 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2013) sono impegnate a garanzia del pagamento di servizi di stoccaggio.
La variazione delle rimanenze e del fondo svalutazione si analizza come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2013								
Rimanenze lorde	8.749	(373)			(3)	(181)	(66)	8.126
Fondo svalutazione	(171)		(168)	149		3		(187)
Rimanenze nette	**8.578**	**(373)**	**(168)**	**149**	**(3)**	**(178)**	**(66)**	**7.939**
31.12.2014								
Rimanenze lorde	8.126	(185)			26	271	(211)	8.027
Fondo svalutazione	(187)		(371)	57		(8)	37	(472)
Rimanenze nette	**7.939**	**(185)**	**(371)**	**57**	**26**	**263**	**(174)**	**7.555**

La variazione dell'esercizio negativa per €185 milioni è riferita al settore Refining & Marketing per €414 milioni e, in aumento, al settore Exploration & Production per €203 milioni e al settore Ingegneria & Costruzioni per €97 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €371 milioni e €57 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €298 milioni e €17 milioni e sono relativi, in particolare, all'allineamento del valore di libro del greggio e dei prodotti al valore di realizzo a fine esercizio, ovvero alla riduzione delle lavorazioni per fermata impianti.
Le altre variazioni di €174 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita per €104 milioni.

13 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imprese italiane	555	472
Imprese estere	247	290
	802	**762**

Le imposte sono indicate alla nota n. 41 – Imposte sul reddito.

14 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Iva	596	817
Accise e imposte di consumo	88	200
Altre imposte e tasse	151	192
	835	**1.209**

15 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	14	41
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	718	3.258
Altre attività	593	1.086
	1.325	**4.385**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €41 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 27 – Altre passività correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 22 – Altre attività non correnti e n. 32 – Altre passività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €1 milione e a €543 milioni (impegni di vendita di €505 milioni al 31 dicembre 2013). Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	6	35				
Currency swap	250	2.320	6.426	339	6.530	973
Outright	1	68	73	83	966	45
	257	**2.423**	**6.499**	**422**	**7.496**	**1.018**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	2	36		5	144	
	2	**36**		**5**	**144**	
Contratti su merci						
Over the counter	395	6.558	9.231	2.671	321	14.058
Opzioni				122	1.031	
Future	64	7.666	6.340	4	41	
Altri				34		
	459	**14.224**	**15.571**	**2.831**	**1.393**	**14.058**
	718	**16.683**	**22.070**	**3.258**	**9.033**	**15.076**

Il fair value degli altri strumenti finanziari derivati di €3.258 milioni (€718 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €978 milioni (€369 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su valute, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €2.246 milioni (€344 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €34 milioni derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas del settore Exploration & Production; (iv) per €5 milioni al 31 dicembre 2013 strumenti finanziari derivati soggetti ad accordi di regolamento netto, di cui, fair value negativo di €7 milioni relativo a strumenti finanziari derivati fair value hedge.
Le altre attività di €1.086 milioni (€593 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) l'ammontare di €496 milioni relativo al gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione annuale. La quota che Eni prevede di recuperare oltre 12 mesi è indicata alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; (ii) risconti per prestazioni di servizio anticipate per €124 milioni (€107 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) ratei e risconti per affitti e canoni per €51 milioni (€63 milioni al 31 dicembre 2013); (iv) risconti per premi assicurativi per €36 milioni (€53 milioni al 31 dicembre 2013).
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Attività non correnti

16 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
2013											
Terreni	677	10		(8)		(19)	(3)	10	667	693	26
Fabbricati	1.170	72	(116)	(37)	18	(29)	(7)	197	1.268	3.404	2.136
Impianti e macchinari	40.047	3.825	(7.071)	(1.847)		(1.570)	(145)	8.334	41.573	121.429	79.856
Attrezzature industriali e commerciali	425	142	(125)	(4)		(19)		31	450	1.865	1.415
Altri beni	731	80	(142)	(1)	1	(10)		(294)	365	1.953	1.588
Immobilizzazioni in corso e acconti	21.748	6.784		(219)		(996)		(7.877)	19.440	21.424	1.984
	64.798	**10.913**	**(7.454)**	**(2.116)**	**19**	**(2.643)**	**(155)**	**401**	**63.763**	**150.768**	**87.005**
2014											
Terreni	667	7		(1)		2	(51)	(9)	615	642	27
Fabbricati	1.268	129	(126)	(20)		40	(80)	422	1.633	4.463	2.830
Impianti e macchinari	41.573	3.763	(7.850)	(1.141)	245	3.363	(3)	6.795	46.745	140.353	93.608
Attrezzature industriali e commerciali	450	129	(121)	(15)	(1)	21		127	590	2.099	1.509
Altri beni	365	70	(90)	(1)		17	(3)	100	458	2.159	1.701
Immobilizzazioni in corso e acconti	19.440	6.587		(362)		1.652	(1)	(5.395)	21.921	24.311	2.390
	63.763	**10.685**	**(8.187)**	**(1.540)**	**244**	**5.095**	**(138)**	**2.040**	**71.962**	**174.027**	**102.065**

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2013	2014
Investimenti:		
- Exploration & Production	8.754	9.081
- Gas & Power	149	114
- Refining & Marketing	664	527
- Versalis	311	277
- Ingegneria & Costruzioni	887	682
- Corporate e società finanziarie	130	56
- Altre attività	21	30
- Rettifiche per utili interni	(3)	(82)
	10.913	**10.685**

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €161 milioni (€167 milioni nel 2013) riferiti ai settori Exploration & Production (€133 milioni), Refining & Marketing (€22 milioni) e Versalis (€6 milioni). Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,7% e il 5,3% (il 2,6% e il 5,3% al 31 dicembre 2013).
I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2013:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 10
Attezzature industriali e commerciali	4 - 33
Altri beni	6 - 33

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

(€ milioni)	2013	2014
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	209	695
- Gas & Power	1.200	79
- Refining & Marketing	633	234
- Versalis	55	98
- Ingegneria & Costruzioni		420
- Altri settori	19	14
	2.116	**1.540**
Effetto fiscale:		
- Exploration & Production	71	134
- Gas & Power	355	27
- Refining & Marketing	223	69
- Versalis	15	33
- Ingegneria & Costruzioni		
- Altri settori	5	4
	669	**267**
Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:		
- Exploration & Production	138	561
- Gas & Power	845	52
- Refining & Marketing	410	165
- Versalis	40	65
- Ingegneria & Costruzioni		420
- Altri settori	14	10
	1.447	**1.273**

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine sia esterna, quali il valore di libro dei net asset di Eni superiore alla capitalizzazione di borsa alla data di chiusura dell'esercizio, l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, sia interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.
Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare, le cash generating unit sono rappresentate: (i) nel settore Exploration & Production, dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nel settore Gas & Power, oltre alle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota n. 18 - Attività immateriali), dalle centrali per la produzione di energia elettrica, dai gasdotti internazionali e da altre CGU minori; (iii) nel settore Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, per Paese, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities; (iv) nel settore Versalis, dagli impianti di produzione, suddivisi per business/stabilimento, e relative facilities; (v) nel settore Ingegneria & Costruzioni, da due unità di floating production (Leased FPSO), dalle altre attività della business unit E&C Offshore, dalle business unit E&C Onshore e Perforazioni Terra e dai singoli Rig di Perforazione Mare. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile.
I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili:
(i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU Oil & Gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU dei settori Refining & Marketing e Versalis nonché per le centrali di produzione di energia elettrica, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali o di risultato operativo più ammortamenti, normalizzati al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas e Ingegneria & Costruzioni alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 e il 2% (che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero) applicando eventualmente un fattore di normalizzazione al flusso di cassa della perpetuity per riflettere elementi di ciclicità del business; d) per i mezzi navali individuali di Saipem (leased FPSO e Rig di perforazione mare) sulla base della vita economico-tecnica residua e, per gli anni successivi al piano, sulla base delle previsioni di

utilizzo dei mezzi e dei relativi daily rate incorporando i contratti esistenti di noleggio e le proiezioni ragionevoli di utilizzo in coerenza con lo scenario di mercato delle aziende committenti (le oil companies) e i giorni di utilizzo normalizzati, nonché le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati), lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e in condizioni normali di mercato si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2014, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2014 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2015, le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Lo scenario adottato ai fini del processo di pianificazione e delle valutazioni di impairment del bilancio 2014 conferma il prezzo di lungo termine del petrolio Brent a $90 al barile (in termini reali 2018), ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di $55 nel 2015 al prezzo long-term ($70 nel 2016, $80 nel 2017).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Versalis al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio specifico del settore Gas & Power e Saipem oggetto di autonome rilevazioni pesate per le rispettive incidenze del capitale investito sul totale di Gruppo. Il costo del capitale così ottenuto è rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività (WACC adjusted post imposte). Nel 2014 il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas, raffinazione e chimica, è diminuito di 110 punti base rispetto al 2013 per effetto principalmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e del calo del beta dell'Eni. Gli altri parametri utilizzati nella determinazione del costo del capitale – costo del debito Eni, premio medio per il rischio paese, rapporto di indebitamento – hanno registrato marginali variazioni. I WACC adjusted 2014 sono compresi tra 5,8% e 10,5% per i settori Exploration & Production, Refining & Marketing e Versalis; 5,7% per Gas & Power; 6,9% per Saipem.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel 2014 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €1.540 milioni alle quali si aggiunge la radiazione di attrezzature per €138 milioni, che hanno riguardato essenzialmente il settore Exploration & Production.

Le proprietà Oil & Gas sono state oggetto di svalutazione per complessivi €695 milioni per effetto principalmente della revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine. Non si registrano svalutazioni di particolare entità; i paesi maggiormente interessati sono risultati gli Stati Uniti, il Congo, l'Australia, l'Angola e l'Italia.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha rilevato svalutazioni per complessivi €420 milioni relative principalmente ai Rig di perforazione offshore e ai mezzi navali FPSO e di costruzione in relazione alle aspettative operative in conseguenza della riduzione degli investimenti delle Oil Companies nello scenario che si prospetta di bassi prezzi del petrolio.

Le svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di €234 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a Cash Generating Unit integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività e la svalutazione delle reti di distribuzione carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di vendita. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 33 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Nel settore Versalis le svalutazioni di €98 milioni hanno riguardato linee di produzione marginali oggetto di chiusura o ristrutturazione e gli investimenti dell'anno in sicurezza e mantenimento eseguiti nell'ambito di CGU svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività.

In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero e dell'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Queste ulteriori valutazioni sono state giudicate opportune anche in considerazione che alla data di bilancio il valore di libro dei net asset dell'Eni pari a €60 miliardi eccedeva di circa il 15% la capitalizzazione di borsa alla stessa data. Al fine di stabilire il value-in-use dell'Eni il management ha identificato le CGU per le quali il valore di bilancio non esprime il fair value sottostante; tali CGU sono quelle relative alle proprietà Oil & Gas; per le altre CGU dei settori Gas & Power, Refining & Marketing e Versalis si è assunto il valore di libro quale approssimazione del fair value considerata la sistematica applicazione dell'impairment test da parte di Eni. Il fair value delle CGU Oil & Gas determinato ai fini dell'impairment test esprime un plusvalore (headroom) rispetto ai corrispondenti valori di libro di ammontare significativo allo scenario di prezzo di Eni. Si osserva che tale plusvalore non corrisponde a quello ottenibile in un ipotetico processo di vendita delle CGU Oil & Gas per il quale sarebbero valutate tipologie di risorse (contingent, esplorative ecc.) che di norma non sono considerate nelle valutazioni di impairment. Infine l'allineamento della partecipazione in Saipem al prezzo di borsa di fine 2014 non produce effetti significativi rispetto al valore di libro nel bilancio consolidato Eni. Sulla base di questa verifica che dimostra un valore recuperabile del Gruppo superiore al valore di libro dei net asset, il management ritiene che l'attuale sottovalutazione di Eni alle quotazioni correnti di borsa rispetto al patrimonio netto contabile sia imputabile alla forte penalizzazione che ha subito il settore oil sui mercati finanziari nella parte finale del 2014 in coincidenza con il punto di minimo del prezzo del petrolio e in un contesto di grande volatilità. Tali fenomeni si sono progressivamente assorbiti nei primi mesi del 2015.

A tal riguardo, il management ha testato la tenuta dell'headroom complessivo delle proprietà Oil & Gas, selezionando un campione significativo che assicura un'importante copertura dell'headroom globale, a una variazione del -10% del prezzo del Brent lineare su tutti gli anni di piano e fino all'esaurimento della vita utile delle riserve di idrocarburi a parità di condizioni operative e ha concluso sulla sostanziale tenuta dell'headroom di Eni.

È stato oggetto di analisi di sensitività anche il rischio paese per la determinazione del WACC adjusted per alcuni Stati particolarmente esposti al rischio di crisi finanziarie a seguito del crollo del prezzo del petrolio e per l'acuirsi di crisi geopolitiche locali. In particolare, le proprietà Oil & Gas di Eni in Libia

sono state testate con un tasso di sconto superiore di 100 b.p. rispetto al caso base (9,2%), evidenziando la sostanziale tenuta dell'headroom. Infine per alcuni grandi progetti Oil & Gas è stata verificata la tenuta dell'headroom a ipotesi di ritardo nell'avvio/restart della produzione, ad esempio per Kashagan, senza conseguenze di rilievo sulla consistenza dell'headroom.
La variazione dell'area di consolidamento di €244 milioni è riferita essenzialmente all'acquisizione del 100% di Liverpool Bay Ltd.
Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €5.095 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €5.351 milioni, sterlina inglese per €137 milioni e, in diminuzione, corone norvegesi per €477 milioni.
La riclassifica ad attività destinate alla vendita di €138 milioni è riferita principalmente agli asset Eni Česká Republika Sro, Eni Slovensko Spol Sro ed Eni Romania Srl (€129 milioni).
Le altre variazioni di €2.040 milioni comprendono: (i) la rilevazione iniziale e la variazione stima dei costi di abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €2.112 milioni prevalentemente per effetto della riduzione dei tassi di sconto; (ii) ripristini di valore per €64 milioni.
Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
31.12.2013						
Congo	1.254			(84)	(51)	1.119
Nigeria	743				(32)	711
Turkmenistan	516			(4)	(22)	490
Algeria	355			(9)	(15)	331
USA	146			(3)	(6)	137
Egitto		45			(1)	44
Altri paesi	51		(7)	(6)	(3)	35
	3.065	**45**	**(7)**	**(106)**	**(130)**	**2.867**
31.12.2014						
Congo	1.119		(52)		147	1.214
Nigeria	711				112	823
Turkmenistan	490			(30)	64	524
Algeria	331			(3)	45	373
USA	137			(30)	16	123
Egitto	44			(13)	4	35
Altri paesi	35		(21)	(1)	(13)	
	2.867		**(73)**	**(77)**	**375**	**3.092**

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €9.885 milioni e €11.684 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014.
Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €21 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €105 milioni (€114 milioni al 31 dicembre 2013).
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €58 milioni (€30 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano impianti di perforazione terra del settore Ingegneria & Costruzioni per €31 milioni e stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per €27 milioni.
Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.
Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

Attività materiali per settore di attività

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	107.329	129.331
- Gas & Power	5.763	5.982
- Refining & Marketing	17.383	17.358
- Versalis	5.898	6.070
- Ingegneria & Costruzioni	12.774	13.657
- Corporate e società finanziarie	589	653
- Altre attività	1.522	1.548
- Rettifiche per utili interni	(490)	(572)
	150.768	**174.027**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	59.195	72.677
- Gas & Power	3.794	3.998
- Refining & Marketing	12.808	12.897
- Versalis	4.793	4.877
- Ingegneria & Costruzioni	4.846	6.041
- Corporate e società finanziarie	267	275
- Altre attività	1.450	1.474
- Rettifiche per utili interni	(148)	(174)
	87.005	**102.065**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	48.134	56.654
- Gas & Power	1.969	1.984
- Refining & Marketing	4.575	4.461
- Versalis	1.105	1.193
- Ingegneria & Costruzioni	7.928	7.616
- Corporate e società finanziarie	322	378
- Altre attività	72	74
- Rettifiche per utili interni	(342)	(398)
	63.763	**71.962**

17 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le scorte d'obbligo di €1.581 milioni (€2.573 milioni al 31 dicembre 2013) sono esposte al netto del fondo svalutazione di €453 milioni, sono detenute da società italiane per €1.566 milioni (€2.550 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

18 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
2013										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	548	1.697	(1.764)			(19)		462	2.712	2.250
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	138	31	(55)	(2)		(1)	20	131	1.250	1.119
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	684	17	(115)	(15)			5	576	2.497	1.921
- Accordi per servizi in concessione	32		(2)				2	32	48	16
- Immobilizzazioni in corso e acconti	262	124					(26)	360	365	5
- Altre attività immateriali	362	18	(40)	(157)		(1)	(13)	169	2.112	1.943
	2.026	**1.887**	**(1.976)**	**(174)**		**(21)**	**(12)**	**1.730**	**8.984**	**7.254**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.461			(333)	34	(17)	1	2.146		
	4.487	**1.887**	**(1.976)**	**(507)**	**34**	**(38)**	**(11)**	**3.876**		
2014										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	462	1.422	(1.564)			37	(50)	307	2.950	2.643
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	131	31	(75)			1	197	285	1.479	1.194
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	576	17	(117)	(2)			5	479	2.516	2.037
- Accordi per servizi in concessione	32	1	(1)					32	49	17
- Immobilizzazioni in corso e acconti	360	69					(250)	179	184	5
- Altre attività immateriali	169	15	(32)			2	12	166	2.299	2.133
	1.730	**1.555**	**(1.789)**	**(2)**		**40**	**(86)**	**1.448**	**9.477**	**8.029**
Attività immateriali a vita utile indefinita										
- Goodwill	2.146			(51)	67	36	(1)	2.197		
	3.876	**1.555**	**(1.789)**	**(53)**	**67**	**76**	**(87)**	**3.645**		

I costi capitalizzati nell'attività mineraria di €307 milioni (€462 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano essenzialmente il valore di libro residuo dei bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che sono ammortizzati linearmente lungo la durata del periodo esplorativo accordato dall'Ente concedente, ovvero svalutati integralmente in caso di rilascio o per il venir meno del committment del management nell'iniziativa esplorativa. Il flusso di investimenti dell'esercizio di €1.422 milioni (€1.697 milioni nell'esercizio 2013) accoglie i costi della ricerca mineraria ammortizzati interamente all'atto del sostenimento che ammontano a €1.354 milioni (€1.509 milioni nell'esercizio 2013) e bonus di firma per €68 milioni (€188 milioni nell'esercizio 2013) relativi all'acquisizione di nuovi acreage esplorativi principalmente in Egitto, USA e Sud Africa. Gli ammortamenti di €1.564 milioni (€1.764 milioni nell'esercizio 2013) comprendono ammortamenti di bonus di firma e di costi di acquisizione di licenze esplorative per €260 milioni (€255 milioni nell'esercizio 2013).

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €285 milioni (€131 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti ad Eni SpA per €236 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €479 milioni (€576 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €423 milioni (€523 milioni al 31 dicembre 2013) i diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria e per €18 milioni (€20 milioni al 31 dicembre 2013) le concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizi in concessione di €32 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) riguardano l'attività di distribuzione del gas all'estero.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €179 milioni (€360 milioni al 31 dicembre 2013) sono riferiti ad Eni SpA per €79 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2013) e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software.

Le altre attività immateriali a vita utile definita di €166 milioni (€169 milioni al 31 dicembre 2013) accolgono: (i) i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA per €48 milioni (€52 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni SpA con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico connesso ai diritti minerari in concessione per €31 milioni (€35 milioni al 31 dicembre 2013).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2013:

(%)	
Costi per attività mineraria	14 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Accordi per servizi in concessione	2 - 4
Altre immobilizzazioni immateriali	4 - 25

Le svalutazioni delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €51 milioni (€333 milioni nell'esercizio 2013) sono riferite alle reti di distribuzione carburanti in Repubblica Ceca e Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione (v. nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari).
La variazione dell'area di consolidamento delle attività immateriali a vita utile indefinita (goodwill) di €67 milioni è riferita per €32 milioni all'acquisizione del pacchetto azionario di controllo del 51% di Acam Clienti SpA, società che opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica principalmente nella provincia di La Spezia e per €35 milioni all'acquisizione del 100% di Liverpool Bay Ltd, società che possiede il 46,1% del giacimento in produzione Liverpool Bay. Eni possedeva il 53,9% del campo e con l'acquisizione di Liverpool Bay Ltd ha acquisito il 100% e l'operatorship.
Il saldo finale della voce goodwill di €2.197 milioni (€2.146 milioni al 31 dicembre 2013) è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.353 milioni (€2.396 milioni al 31 dicembre 2013); il decremento delle svalutazioni cumulate è dovuto alla riclassifica ad attività destinate alla vendita.
Il goodwill per settore di attività si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2013**	**31.12.2014**
- Gas & Power	991	1.025
- Ingegneria & Costruzioni	748	747
- Exploration & Production	250	323
- Refining & Marketing	157	102
	2.146	**2.197**

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione. Il valore recuperabile del goodwill è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU alle quali è allocato, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa si rinvia alla nota n. 16 – Immobili, impianti e macchinari.
Nei settori ai quali sono stati allocati i goodwill di maggiore entità, i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted (v. nota n. 16) sono compresi tra un minimo del 5,3% e un massimo del 6,3% per il settore Gas & Power, il cui range riflette la circostanza che il WACC di settore è rettificato per il rischio Paese specifico in cui si svolge l'attività; nel settore Ingegneria & Costruzioni è utilizzato il tasso del 6,9%, non rettificato per il rischio Paese specifico a motivo che il capitale investito della società si riferisce prevalentemente a beni mobili. Per entrambi i settori si registra una riduzione rispettivamente di 90 e 70 punti base a causa del minore premio per il rischio Italia.
Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Relativamente ai valori di goodwill significativi l'allocazione alle CGU è stata effettuata come segue:

Settore Gas & Power

(€ milioni)	**31.12.2013**	**31.12.2014**
Mercato Gas Italia	801	835
Mercato Gas Estero	190	190
- di cui Mercato Gas Europeo	*188*	*188*
	991	**1.025**

Nel settore Gas & Power il goodwill attribuito alla CGU Mercato Gas Italia riguarda essenzialmente quello rilevato in occasione del buy-out delle minorities ex Italgas, operante nella vendita di gas ai settori residenziali e business di ridotte dimensioni, a seguito dell'offerta pubblica di acquisto effettuata nel 2003 (€706 milioni), al quale si sono aggiunti negli anni goodwill rilevati in occasione di acquisizioni di società di vendita focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni, ultima in ordine temporale Acam Clienti SpA perfezionata nel 2014 con la rilevazione di €32 milioni di goodwill. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.
Il goodwill allocato al Mercato Gas Europeo di €188 milioni è quello riveniente dall'acquisizione delle società retail Altergaz SA (ora Eni Gas & Power

France SA) in Francia e Nuon Belgium NV (incorporata in Eni Gas & Power NV) in Belgio che costituiscono due CGU stand alone. Anche in questo caso l'impairment review conferma i valori di libro delle due CGU.
La valutazione delle CGU del mercato del gas è avvenuta attualizzando al WACC specifico i flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e incorporando la perpetuity dell'ultimo anno del piano per la determinazione del terminal value assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato.
L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, pari a €971 milioni, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 52% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 8,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 14%.

Settore Ingegneria & Costruzioni

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
E&C Offshore	415	415
E&C Onshore	314	313
Altre	19	19
	748	**747**

Il goodwill di €747 milioni riguarda quello rilevato a seguito dell'acquisto di Bouygues Offshore SA, ora Saipem SA, per €710 milioni allocato alle due CGU E&C Offshore e E&C Onshore. In sede di impairment test, le due CGU confermano la tenuta del valore di libro, compreso il goodwill.
Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore d'uso delle due CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi, il tasso di crescita terminale degli stessi e il flusso di cassa da capitale circolante. La determinazione del valore d'uso è fatta sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e la stima del valore terminale è stata eseguita con il metodo della perpetuity, utilizzando un tasso di crescita nominale perpetua del 2% applicato al flusso terminale del quadriennio normalizzato. Il test è stato eseguito scontando i flussi di cassa associati all'uso delle CGU al tasso post-tax del 6,9% (7,6% nel 2013) che corrisponde al tasso pre-tax del 9,0% per la E&C Offshore e del 11,6% per la E&C Onshore (10,0% e 11,0% rispettivamente nel 2013). L'eccedenza del valore recuperabile della CGU E&C Offshore di €5.186 milioni rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill ad essa riferito si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 71% del risultato operativo linearmente su tutti gli anni di piano e sul flusso terminale; (ii) incremento di 9,8 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo; (iv) flussi da capitale circolante negativi. Le eccedenze del valore recuperabile della CGU E&C Onshore di €695 milioni rispetto al corrispondente valore di libro, compreso il goodwill allocato, si azzera al verificarsi alternativamente delle seguenti ipotesi: (i) riduzione del 54% del risultato operativo linearmente su tutti gli anni di piano e sul flusso terminale; (ii) incremento di 4,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) tasso di crescita terminale dei flussi negativo; (iv) flussi da capitale circolante negativi.
Per quanto riguarda il goodwill dei settori Exploration & Production e Refining & Marketing, i test di impairment hanno evidenziato i seguenti risultati: (i) nel settore Exploration & Production con un goodwill di €323 milioni, allo stato il management ritiene che non vi siano variazioni ragionevolmente possibili negli scenari di prezzo e nei profili di produzione/costi tali da comportare l'azzeramento dell'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro delle cash generating unit alle quali tali goodwill sono stati allocati. Il goodwill si riferisce essenzialmente alla quota del costo di acquisizione non allocato a proved e a unproved mineral interest nelle business combination Lasmo, Burren Energy (Congo), First Calgary e Liverpool Bay; (ii) nel settore Refining & Marketing (€102 milioni), il goodwill riguarda per €86 milioni reti di stazioni di servizio acquisite in esercizi recenti in Austria e Ungheria le cui prospettive di redditività sono invariate rispetto all'esercizio precedente.

19 Partecipazioni

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2013										
Partecipazioni in imprese controllate	215	9		37	(9)	(24)	(19)	(6)	(2)	201
Partecipazioni in joint venture	1.445	50	(11)	145	(31)	(47)		(94)	(389)	1.068
Partecipazioni in imprese collegate	1.793	230	(1)	131	(65)	(195)		(73)	64	1.884
	3.453	**289**	**(12)**	**313**	**(105)**	**(266)**	**(19)**	**(173)**	**(327)**	**3.153**
31.12.2014										
Partecipazioni in imprese controllate	201	5	(2)	27	(10)	(19)	3	18	(27)	196
Partecipazioni in joint venture	1.068	51	(20)	133	(18)	(98)		38	61	1.215
Partecipazioni in imprese collegate	1.884	316	(461)	55	(58)	(78)		189	(143)	1.704
	3.153	**372**	**(483)**	**215**	**(86)**	**(195)**	**3**	**245**	**(109)**	**3.115**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di €372 milioni riguardano aumenti di capitale di joint venture e società collegate impegnate nella realizzazione di progetti di interesse Eni: (i) Angola LNG Ltd (€46 milioni) impegnata nella realizzazione di un impianto di liquefazione per la valorizzazione di riserve gas (quota Eni nel progetto 13,6%); (ii) South Stream Transport BV (€268 milioni) impegnata nello studio di fattibilità dell'omonimo gasdotto. La società è stata ceduta a Gazprom nel mese di dicembre 2014; (iii) PetroJunin SA (€29 milioni) impegnata nello sviluppo di giacimenti di gas e olio pesante in Venezuela.

Le cessioni e i rimborsi di €483 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €67 milioni. Nel dicembre 2014 è stata ceduta a Gazprom, in forza dell'esercizio della put option prevista dallo shareholders' agreement, la quota di partecipazione del 20% (intera quota posseduta) nella società South Stream Transport BV, impegnata nelle attività di progettazione, procurement e costruzione del tratto offshore del gasdotto South Stream. Il prezzo di esercizio consente a Eni di recuperare il capitale fino a oggi investito nell'iniziativa calcolato coerentemente con gli accordi esistenti. Nell'agosto 2014 è stato ceduto il 50% (intera quota posseduta) della partecipazione in EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, società tedesca che controlla le società Gasversorgung Süddeutschland GmbH e Terranets bw GmbH che operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Germania, al partner EnBW Energie Baden-Württemberg AG.

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

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	% di possesso dell'azionista
- Unión Fenosa Gas SA	38		50,00	42	23	50,00
- United Gas Derivatives Co	56	60	33,33	32	36	33,33
- CARDÓN IV SA	21		50,00	28		50,00
- Eni BTC Ltd	25	22	100,00	22	17	100,00
- Unimar Llc	30	19	50,00	19	46	50,00
- Petromar Lda				14		70,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	11	11	49,00	9	10	49,00
- PetroSucre SA	44	105	26,00	6	29	26,00
- Altre	88	49		43	34	
	313	**266**		**215**	**195**	

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

	31.12.2013		31.12.2014	
(€ milioni)	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	% di possesso dell'azionista
- Angola LNG Ltd	42	13,60	34	13,60
- South Stream Transport BV	7	20,00	20	
- Westgasinvest Llc	3	50,01	6	50,01
- Petromar Lda	18	70,00		
- Société Centrale Electrique du Congo SA	14	20,00		
- Zagoryanska Petroleum BV	5	60,00		
- Altre	16		26	
	105		**86**	

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto relative ad Angola LNG Ltd (€34 milioni) comprendono costi di pre-produzione e costi operativi legati all'avvio dell'impianto di liquefazione.
Le differenze di cambio da conversione di €245 milioni riguardano essenzialmente imprese con moneta funzionale dollaro USA.
Le altre variazioni di €109 milioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita di Česká Rafinérská AS, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas del Centro SA, Distribuidora de Gas del Centro SA e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC per €104 milioni.
Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2014 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014" che costituisce parte integrante delle presenti note.

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

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore contabile	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate:						
- Eni BTC Ltd	96	34.000.000	100,00	115	34.000.000	100,00
- Altre(*)	105			81		
	201			**196**		
Imprese in joint venture:						
- Unión Fenosa Gas SA	547	273.100	50,00	577	273.100	50,00
- CARDÓN IV SA	102	8.605	50,00	146	8.605	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	130	116.546.500	49,00	111	99.396.500	49,00
- PetroJunin SA				93	44.424.000	40,00
- Unimar Llc	76	50	50,00	58	50	50,00
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	45	38.445.008	49,00	44	38.445.008	49,00
- Petromar Lda	22	1	70,00	42	1	70,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	21	6.020.000	50,00	31	8.720.000	50,00
- Altre(*)	125			113		
	1.068			**1.215**		
Imprese collegate:						
- Angola LNG Ltd	1.067	1.410.127.664	13,60	1.226	1.471.803.666	13,60
- PetroSucre SA	173	5.727.800	26,00	171	5.727.800	26,00
- United Gas Derivatives Co	96	950.000	33,33	102	950.000	33,33
- Novamont SpA	77	6.667	25,00	77	6.667	25,00
- Rosetti Marino SpA	32	800.000	20,00	31	800.000	20,00
- EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	179	1	50,00			
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	68	1.933.565.443	20,00			
- PetroJunin SA	51	44.424.000	40,00			
- South Stream Transport BV	51	82.396	20,00			
- Altre(*)	90			97		
	1.884			**1.704**		
	3.153			**3.115**		

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

I valori contabili delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto comprendono differenze tra il prezzo di acquisto e il patrimonio netto contabile di €238 milioni riferite a Unión Fenosa Gas SA per €195 milioni (goodwill) e a Novamont SpA per €43 milioni (goodwill).

Sulle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di €158 milioni (€151 milioni al 31 dicembre 2013) riferito alle seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	92	90
VIC CBM Ltd	18	25
Société Centrale Electrique du Congo SA	9	9
Altre	32	34
	151	**158**

Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Valutazione al fair value	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2013									
Imprese controllate	15					(1)	14	15	1
Imprese collegate	12					1	13	13	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	4.782		(2.191)	179			2.770	2.770	
- valutate al costo	276	3	(5)		(8)	(36)	230	233	3
	5.085	**3**	**(2.196)**	**179**	**(8)**	**(36)**	**3.027**	**3.031**	**4**
31.12.2014									
Imprese controllate	14						14	14	
Imprese collegate	13		(2)		3	(2)	12	12	
Altre imprese:									
- valutate al fair value	2.770		(805)	(221)			1.744	1.744	
- valutate al costo	230		(5)		22	(2)	245	248	3
	3.027		**(812)**	**(221)**	**25**	**(4)**	**2.015**	**2.018**	**3**

Le imprese controllate e collegate sono valutate al costo rettificato per perdite di valore. Le altre imprese sono valutate al fair value o al costo rettificato per perdite di valore se il fair value non è determinabile in modo attendibile.

Le cessioni e i rimborsi di €812 milioni sono al netto delle plusvalenze da cessione di €19 milioni e riguardano essenzialmente la cessione dell'8,15% di Galp Energia SGPS SA (Galp) per €805 milioni.

La cessione di Galp è stata eseguita secondo due modalità: (i) collocamento di n. 58.051.000 azioni ordinarie, pari a circa il 7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali il 28 marzo 2014, per il corrispettivo di €702 milioni, prezzo unitario di €12,10 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €11 milioni alla quale si è cumulato il rigiro della riserva patrimoniale per €66 milioni; (ii) collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa l'1,15% del capitale sociale con un incasso di €122 milioni corrispondenti al prezzo medio di €12,83 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €8 milioni alla quale si è cumulato il rigiro della riserva patrimoniale per €11 milioni.

La valutazione al prezzo di borsa negativa per €221 milioni è riferita alle partecipazioni finanziarie in Galp Energia SGPS SA per €231 milioni, al netto del provento di €10 milioni rilevato per Snam SpA. Tali oneri netti sono stati rilevati a conto economico in applicazione delle fair value option prevista dallo IAS 39 poiché relativa ad azioni a servizio di bond convertibili. La fair value option è stata attivata per ridurre l'asimmetria contabile connessa con la rilevazione a fair value con contropartita conto economico delle opzioni implicite nei prestiti obbligazionari convertibili che hanno dato luogo alla rilevazione di un provento di €68 milioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 39 – Proventi (oneri) finanziari.

Il valore netto delle altre partecipazioni di €2.015 milioni (€3.027 milioni al 31 dicembre 2013) è riferito alle seguenti imprese:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista	Valore netto	Numero di azioni detenute	% di possesso dell'azionista
Imprese controllate	**14**			**14**		
Imprese collegate	**13**			**12**		
Altre imprese:						
- Snam SpA	1.174	288.683.602	8,54	1.184	288.683.602	8,25
- Galp Energia SGPS SA	1.596	133.945.630	16,15	560	66.337.592	8,00
- Nigeria LNG Ltd	86	118.373	10,40	97	118.373	10,40
- Darwin LNG Pty Ltd	58	213.995.164	10,99	60	213.995.164	10,99
- Altre[(*)]	86			88		
	3.000			**1.989**		
	3.027			**2.015**		

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

Al 31 dicembre 2014 Eni possiede n. 288.683.602 azioni Snam iscritte al prezzo di borsa di €4,1 per azione per complessivi €1.184 milioni di valore di libro, pari all'8,25% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016.
Al 31 dicembre 2014 Eni possiede 66.337.592 azioni ordinarie Galp iscritte al prezzo di borsa di €8,43 per azione per complessivi €560 milioni di valore di libro, corrispondenti a circa l'8% del capitale, che sono al servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015.
Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 45 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

20 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	778	946
Titoli strumentali all'attività operativa	80	76
	858	**1.022**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono esposti al netto del fondo svalutazione di €134 milioni (€66 milioni al 31 dicembre 2013).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €946 milioni (€778 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production (€632 milioni), Gas & Power (€157 milioni) e Versalis (€70 milioni). I finanziamenti sono concessi a società controllate non consolidate, joint venture e collegate per €239 milioni.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa in moneta diversa dall'euro ammontano a €791 milioni (€729 milioni al 31 dicembre 2013).
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €516 milioni (€474 milioni al 31 dicembre 2013).
Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa ammonta a €978 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,2% e il 2,7% (0,5% e 4,2% al 31 dicembre 2013). La gerarchia di fair value è di livello 2.
I titoli di €76 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2013) sono classificati come da mantenere fino alla scadenza e sono emessi per €69 milioni da Stati sovrani (stesso ammontare al 31 dicembre 2013), per €7 milioni dalla Banca Europea per gli Investimenti (€8 milioni al 31 dicembre 2013) e, limitatamente al 31 dicembre 2013, €3 milioni da Istituti finanziari. Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati sovrani							
Tasso fisso							
Italia	24	24	26	da 1,50 a 5,75	dal 2015 al 2021	Baa2	BBB-
Irlanda	9	8	9	da 4,40 a 4,50	dal 2018 al 2019	Baa1	A
Spagna	6	5	6	da 3,00 a 4,30	dal 2015 al 2019	Baa2	BBB
Belgio	2	2	2	1,25	2018	Aa3	AA
Tasso variabile							
Italia	12	13	13		dal 2015 al 2016	Baa2	BBB-
Belgio	7	7	7		2016	Aa3	AA
Spagna	7	7	7		2015	Baa2	BBB
Slovacchia	2	2	2		2015	A2	A
Totale Stati sovrani	**69**	**68**	**72**				
Banca Europea per gli Investimenti	**7**	**7**	**7**		dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
	76	**75**	**79**				

I titoli che scadono oltre i cinque anni ammontano a €4 milioni.
Il valore di mercato dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

21 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di €3.915 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
	4.658	1.585	(1.253)	540	(299)	**5.231**

Le attività per imposte anticipate riguardano Eni SpA e le consociate Italia facenti parte del consolidato fiscale nazionale per €2.929 milioni (€2.653 milioni al 31 dicembre 2013) e sono state stanziate principalmente sulla perdita di periodo e sulla rilevazione di costi a deducibilità differita nei limiti degli ammontari che si prevede di recuperare negli esercizi futuri in base alla capienza dei redditi imponibili attesi.
I decrementi delle attività per imposte anticipate di €1.253 milioni comprendono la svalutazione di €976 milioni delle imposte differite attive delle imprese italiane in relazione: (i) alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri determinati sulla base del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività E&P Italia (€500 milioni); (ii) all'abrogazione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax (€476 milioni), con la conseguente rideterminazione delle imposte anticipate sui costi a deducibilità differita e del riporto perdite con l'aliquota statutory del 27,5% in luogo del 34%. Tale abrogazione fa seguito alla dichiarazione di illegittimità della Robin Tax da parte della Corte Costituzionale con sentenza del febbraio 2015 che 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 alla data di approvazione del bilancio 2014 in relazione alla recente emanazione della sentenza.
L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota n. 31 – Passività per imposte differite.
Le imposte sono indicate alla nota n. 41 – Imposte sul reddito.

22 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	133	864
- per interessi su crediti d'imposta	65	94
	198	**958**
- Amministrazioni finanziarie estere	267	265
	465	**1.223**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	702	636
- altri	148	153
	850	**789**
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	256	196
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altre attività	2.099	565
	3.676	**2.773**

L'incremento dei crediti d'imposta sul reddito di €731 milioni comprende l'iscrizione del provento d'imposta di €824 milioni relativo all'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.
I crediti per attività di disinvestimento di €636 milioni (€702 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) il credito di €401 milioni relativo alla cessione nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas sulla base degli accordi tra i partner internazionali del consorzio North Caspian Sea PSA e le Autorità kazakhe che attuarono allora il nuovo schema contrattuale e di governance del progetto.
Il rimborso del credito è previsto in tre rate annuali a partire dalla data in cui la produzione raggiungerà il livello commerciale target concordato tra le parti. Il credito matura interessi a tassi di mercato; (ii) il credito residuo di €123 milioni per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006. Il credito matura interessi a condizioni di mercato per effetto del differimento del rimborso. In base all'accordo tra le parti il rimborso può avvenire anche in natura attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi. Nel 2014 sono stati rimborsati €64 milioni ($86 milioni). Sono in corso negoziazioni per definire ulteriori rimborsi del credito.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Interest currency swap	138	754	271	139	594	392
Currency swap	47	194	509	10	324	
	185	**948**	**780**	**149**	**918**	**392**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	58	642	6	47	550	
	58	**642**	**6**	**47**	**550**	
Contratti su merci						
Over the counter	13	94	46			
	13	**94**	**46**			
	256	**1.684**	**832**	**196**	**1.468**	**392**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €196 milioni (€256 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €6 milioni al 31 dicembre 2013 era riferito alle coperture del settore Gas & Power come descritto alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza

successiva al 2015 è indicato alla nota n. 32 – Altre passività non correnti; il fair value attivo e passivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 15 – Altre attività correnti e n. 27 – Altre passività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi.

Al 31 dicembre 2013, erano in essere impegni di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge per €132 milioni.

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Le altre attività di €565 milioni (€2.099 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €395 milioni (€1.892 milioni al 31 dicembre 2013) le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay. Tale clausola prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nel 2014 è stata rilevata una svalutazione di €54 milioni. Il decremento di circa €1,5 miliardi rispetto al 2013 è dovuto al ritiro di una parte significativa dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term e alle azioni di ottimizzazione delle vendite; inoltre una parte del deferred cost è stata riclassificata nelle altre attività correnti in relazione ai volumi che si prevede di recuperare nel 2015 (€496 milioni). La parte del deferred cost classificata nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. Nonostante il difficile outlook del mercato gas a causa della debolezza della domanda e dell'oversupply, il management prevede di completare il recupero dei volumi pre-pagati entro l'orizzonte di piano facendo leva sulla migliorata competitività del gas Eni, sui benefici delle rinegoziazioni in termini di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo, nonché sulle azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

Passività correnti

23 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	1.767	1.926
Banche	306	435
Altri finanziatori	480	355
	2.553	**2.716**

L'incremento di €163 milioni delle passività finanziarie a breve termine è dovuto essenzialmente ad assunzioni nette per €207 milioni e, in diminuzione, alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro per €36 milioni. I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito di €1.926 milioni (€1.767 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie Eni Finance USA Inc per €1.749 milioni ed Eni Finance International SA per €177 milioni.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	485	453
Dollaro USA	1.845	1.987
Altre valute	223	276
	2.553	**2.716**

Il tasso di interesse medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dell'1,1% e dell'1,5%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014.
Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €41 milioni e €12.657 milioni (rispettivamente €2.141 milioni e €12.187 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.
Al 31 dicembre 2014 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.
La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

24 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti commerciali	15.584	15.015
Acconti e anticipi	2.462	2.278
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	2.045	2.693
- altri debiti	3.610	3.717
	5.655	**6.410**
	23.701	**23.703**

Il decremento dei debiti commerciali di €569 milioni è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (€796 milioni), Gas & Power (€444 milioni) e, in aumento, al settore Ingegneria & Costruzioni (€560 milioni).
Gli acconti e anticipi[21] di €2.278 milioni (€2.462 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano anticipi e acconti per lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni rispettivamente per €1.314 milioni e per €620 milioni (rispettivamente €1.231 milioni e €825 milioni al 31 dicembre 2013).

(21) Gli acconti per lavori in corso su ordinazione rappresentano il valore dei ricavi fatturati sulle commesse pluriennali che eccedono i corrispettivi maturati in relazione allo stato di avanzamento dei lavori stessi; gli anticipi per lavori in corso su ordinazione rappresentano le anticipazioni contrattualmente pattuite e incassate dai clienti all'inizio del contratto e vengono recuperate progressivamente a scalare dalle fatture che saranno emesse al cliente stesso.

Gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti per attività di investimento:		
- fornitori per attività di investimento	1.479	2.301
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	479	252
- altri	87	140
	2.045	**2.693**
Altri debiti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	2.160	2.117
- personale	391	485
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	179	182
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	229	238
- altri	651	695
	3.610	**3.717**
	5.655	**6.410**

Gli altri debiti di €3.717 milioni (€3.610 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono €12 milioni relativi a debiti per il regolamento di rapporti patrimoniali con società non consolidate rientranti nel consolidato fiscale (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imprese italiane	69	73
Imprese estere	686	461
	755	**534**

Le imposte sono indicate alla nota n. 41 – Imposte sul reddito.

26 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Accise e imposte di consumo	1.256	971
Altre imposte e tasse	1.035	902
	2.291	**1.873**

27 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	213	510
Fair value su altri strumenti finanziari derivati	782	3.601
Altre passività	442	378
	1.437	**4.489**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, in alternativa sulla base di tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €510 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2013) è riferito alle coperture del settore Gas & Power per €502 milioni e riguarda operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 15 – Altre attività correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 32 – Altre passività non correnti e n. 22 – Altre attività non correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontano rispettivamente a €3.686 milioni e €29 milioni (rispettivamente €3.689 milioni e €1.393 milioni al 31 dicembre 2013).
Il fair value su altri strumenti finanziari derivati si analizza come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	177	6.963	893	715	1.424	11.410
Outright	102	1.983		12	48	130
Interest currency swap				6	69	
	279	**8.946**	**893**	**733**	**1.541**	**11.540**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	1		121	1	16	5
	1		**121**	**1**	**16**	**5**
Contratti su merci						
Over the counter	488	6.187	995	2.663	18.744	1.631
Future	12	181	37	81	11.276	13.018
Opzioni	2		2	123		1.264
	502	**6.368**	**1.034**	**2.867**	**30.020**	**15.913**
	782	**15.314**	**2.048**	**3.601**	**31.577**	**27.458**

Il fair value su altri strumenti finanziari derivati di €3.601 milioni (€782 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €792 milioni (€376 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €2.670 milioni (€405 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario; (iii) per €138 milioni strumenti finanziari derivati soggetti ad accordi di regolamento netto, di cui €81 milioni relativi a strumenti finanziari derivati non di coperture e €57 milioni relativi a strumenti finanziari derivati di trading; (iv) per €1 milione (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati fair value hedge.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.
Le altre passività di €378 milioni (€442 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono gli anticipi di €31 milioni ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate per le quali è maturato in capo ad Eni il diritto di take-or-pay previsto dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito entro l'orizzonte temporale dei dodici mesi e la quota a breve termine di €78 milioni (€111 milioni al 31 dicembre 2013) relativa agli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a lungo termine è indicata alla nota n. 32 – Altre passività non correnti.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Passività non correnti

28 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate con le relative scadenze:

(€ milioni)

		Valore al 31 dicembre			Scadenza					
Tipo	**Scadenza**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**	**Totale**
Banche	**2015-2032**	2.390	2.772	236	429	498	226	223	1.160	2.536
Obbligazioni ordinarie	**2015-2043**	18.151	17.924	2.565	1.498	2.660	1.190	2.514	7.497	15.359
Obbligazioni convertibili	**2015-2016**	2.240	2.263	1.024	1.239					1.239
Altri finanziatori	**2015-2028**	226	216	34	38	40	41	44	19	182
		23.007	**23.175**	**3.859**	**3.204**	**3.198**	**1.457**	**2.781**	**8.676**	**19.316**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, di €23.175 milioni (€23.007 milioni al 31 dicembre 2013) aumentano di €168 milioni essenzialmente per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €1.916 milioni e i rimborsi per €2.751 milioni nonché, in aumento, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €752 milioni.

I debiti verso banche di €2.772 milioni (€2.390 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono l'utilizzo di linee di credito committed per €1 milione (€3 milioni al 31 dicembre 2013).

Gli altri finanziatori di €216 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €28 milioni operazioni di leasing finanziario (€31 milioni al 31 dicembre 2013).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Inoltre, Eni ha ottenuto un finanziamento a lungo termine da Citibank Europe Plc con condizioni similari a quelle previste dagli accordi di finanziamento con la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €1.782 milioni e a €2.314 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Eni ha rispettato le condizioni concordate. Inoltre, Saipem SpA nel dicembre 2014 ha stipulato un accordo di finanziamento per €250 milioni che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato Saipem. La verifica del rispetto delle condizioni concordate inizierà a partire dalla Relazione finanziaria consolidata semestrale al 30 giugno 2015.

Le obbligazioni ordinarie di €17.924 milioni (€18.151 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €13.591 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €4.333 milioni.

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

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza da	Scadenza a	Tasso (%) da	Tasso (%) a
Società emittente								
Euro Medium Term Notes								
Eni SpA	1.500	67	1.567	EUR		2016		5,000
Eni SpA	1.500	12	1.512	EUR		2019		4,125
Eni SpA	1.250	3	1.253	EUR		2017		4,750
Eni SpA	1.200	18	1.218	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	34	1.034	EUR		2020		4,250
Eni SpA	1.000	30	1.030	EUR		2018		3,500
Eni SpA	1.000	25	1.025	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	18	1.018	EUR		2020		4,000
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR		2023		3,250
Eni SpA	800	1	801	EUR		2021		2,625
Eni SpA	750	11	761	EUR		2019		3,750
Eni Finance International SA	578	14	592	GBP	2018	2021	4,750	6,125
Eni Finance International SA	395	5	400	EUR	2017	2043	3,750	5,441
Eni Finance International SA	213	1	214	YEN	2015	2037	1,530	2,810
Eni Finance International SA	144	2	146	USD		2015	4,450	4,800
Eni Finance International SA	16		16	EUR		2015		variabile
	13.346	**245**	**13.591**					
Altri prestiti obbligazionari								
Eni SpA	1.109	3	1.112	EUR		2017		4,875
Eni SpA	1.000	19	1.019	EUR		2015		4,000
Eni SpA	1.000	(1)	999	EUR		2015		variabile
Eni SpA	371	2	373	USD		2020		4,150
Eni SpA	289	(1)	288	USD		2040		5,700
Eni SpA	215		215	EUR		2017		variabile
Eni USA Inc	329	(2)	327	USD		2027		7,300
	4.313	**20**	**4.333**					
	17.659	**265**	**17.924**					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.816 milioni e riguardano Eni SpA per €3.585 milioni ed Eni Finance International SA per €231 milioni. Nel corso del 2014 sono state emesse da Eni SpA nuove obbligazioni ordinarie per €1.025 milioni.
L'analisi dei prestiti obbligazionari convertibili per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA	1.250	(3)	1.247	EUR	2016	0,625
Eni SpA	1.028	(12)	1.016	EUR	2015	0,250
	2.278	**(15)**	**2.263**			

Il prestito obbligazionario di €1.247 milioni del valore nominale di €1.250 milioni è convertibile in azioni ordinarie Snam SpA e scade nei prossimi 18 mesi. Il prestito ha come sottostante 288,7 milioni di azioni Snam, corrispondenti all'8,25% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €4,33 per azione. Alla data di bilancio l'opzione di conversione è out-of-the-money.
Il prestito obbligazionario di €1.016 milioni del valore nominale di €1.028 milioni è convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA e scade nei prossimi 18 mesi. Il prestito ha come sottostante 66,3 milioni di azioni Galp, corrispondenti all'8% del capitale sociale della società, al prezzo di conversione di €15,50. Alla data di bilancio l'opzione di conversione è out-of-the-money.
I prestiti obbligazionari convertibili sono valutati al costo ammortizzato; le opzioni di conversione, implicite negli strumenti finanziari emessi, sono

valutate a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti i prestiti, è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.
Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2013 (€ milioni)	**Tasso medio** (%)	**31.12.2014** (€ milioni)	**Tasso medio** (%)
Euro	20.537	3,4	20.625	3,2
Dollaro USA	1.668	5,4	1.744	5,4
Sterlina inglese	552	5,3	592	5,3
Yen giapponese	250	2,2	214	2,3
	23.007		**23.175**	

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.598 milioni (€4.719 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato.
Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma è stato utilizzato per €13,3 miliardi.
Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni.
Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €25.364 milioni (€22.891 milioni al 31 dicembre 2013) e si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2013**	**31.12.2014**
Obbligazioni ordinarie	18.071	19.910
Obbligazioni convertibili	2.188	2.344
Banche	2.382	2.864
Altri finanziatori	250	246
	22.891	**25.364**

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra lo 0,2% e il 2,7% (0,5% e 4,2% al 31 dicembre 2013). La gerarchia del fair value è di livello 2.
Al 31 dicembre 2014 non vi sono passività finanziarie garantite da depositi vincolati.

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

	31.12.2013			**31.12.2014**		
(€ milioni)	**Correnti**	**Non correnti**	**Totale**	**Correnti**	**Non correnti**	**Totale**
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	5.431		5.431	6.614		6.614
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.004		5.004	5.024		5.024
C. Attività finanziarie disponibili per la vendita	33		33	13		13
D. Liquidità (A+B+C)	**10.468**		**10.468**	**11.651**		**11.651**
E. Crediti finanziari	**129**		**129**	**555**		**555**
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	306		306	435		435
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	397	1.993	2.390	236	2.536	2.772
H. Prestiti obbligazionari	1.706	18.685	20.391	3.589	16.598	20.187
I. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	264		264	181		181
L. Altre passività finanziarie a breve termine	1.983		1.983	2.100		2.100
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	29	197	226	34	182	216
N. Indebitamento finanziario lordo (F+G+H+I+L+M)	**4.685**	**20.875**	**25.560**	**6.575**	**19.316**	**25.891**
O. Indebitamento finanziario netto (N-D-E)	**(5.912)**	**20.875**	**14.963**	**(5.631)**	**19.316**	**13.685**

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.024 milioni (€5.004 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono ad Eni SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 9 – Attività finanziarie destinate al trading.
Le attività finanziarie disponibili per la vendita di €13 milioni (€33 milioni al 31 dicembre 2013) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza strumentali all'attività operativa di €320 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) relativi per €244 milioni (€202 milioni al 31 dicembre 2013) ai titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd.
I crediti finanziari di €555 milioni (€129 milioni al 31 dicembre 2013) sono non strumentali all'attività operativa. La voce non comprende i crediti finanziari correnti strumentali all'attività operativa per €1.262 milioni (€884 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €811 milioni (€481 milioni al 31 dicembre 2013) concessi a imprese controllate non consolidate, a joint venture e a imprese collegate principalmente per la realizzazione di progetti industriali e investimenti di interesse Eni e €332 milioni (€321 milioni al 31 dicembre 2013) relativi a depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd.

29 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	6.899		2.087	258	(358)	(1)	466	114	9.465
Fondo rischi ambientali	2.862	206		22	(242)	(29)	(1)	(7)	2.811
Fondo rischi per contenziosi	858	607			(137)	(71)	68	10	1.335
Fondo per imposte	477	63			(50)	(12)	50	(40)	488
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	358	134			(148)			24	368
Fondo contratti onerosi	372	12			(87)	(49)	28	51	327
Fondo esodi agevolati	407	12		13	(110)	(85)		(2)	235
Fondo certificati verdi	255	44			(73)				226
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	11				(6)	6	(7)	167
Fondo rischi contrattuali	83	63			(48)		3		101
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	96	20			(27)		3	1	93
Fondo mutua assicurazione OIL	93	1				(11)	1	(7)	77
Altri fondi(*)	197	86			(158)	(23)	10	93	205
	13.120	**1.259**	**2.087**	**293**	**(1.438)**	**(287)**	**634**	**230**	**15.898**

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

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project di €9.465 milioni rappresenta la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti (€9.106 milioni). La rilevazione iniziale e variazione di stima di €2.087 milioni sono dovute principalmente alla variazione dei tassi di attualizzazione e, in misura minore, alla revisione dei costi di abbandono e alle nuove obbligazioni per abbandono e social projects sorte nell'esercizio nel settore Exploration & Production. L'effetto attualizzazione rilevato a conto economico di €258 milioni è stato determinato con tassi di attualizzazione compresi tra lo 0,6% e il 5,3% (lo 0,7% e il 9,4% al 31 dicembre 2013). Gli esborsi più significativi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 40 anni.
Il fondo rischi ambientali di €2.811 milioni accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste alla data di bilancio un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il fondo accoglie anche la stima del cosiddetto "danno ambientale" relativo alla perdita di valore delle aree come conseguenza dell'inquinamento. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Syndial SpA per €2.300 milioni e al settore Refining & Marketing per €385 milioni. Gli accantonamenti di €206 milioni riguardano il settore Refining & Marketing per €113 milioni e la Syndial SpA per €66 milioni. Gli utilizzi a fronte oneri di €242 milioni riguardano il settore Refining & Marketing per €111 milioni e la Syndial SpA per €104 milioni.
Il fondo rischi per contenziosi di €1.335 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali, procedimenti arbitrali

di natura commerciale e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Gas & Power per €853 milioni e nella Syndial SpA per €133 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €607 milioni e €137 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi alla revisione del prezzo di somministrazione del gas ai long-term buyer anche in base alla definizione di lodi arbitrali. Gli utilizzi per esuberanza di €71 milioni riguardano principalmente il settore Gas & Power.
Il fondo per imposte di €488 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore di consociate italiane ed estere del settore Exploration & Production (€423 milioni) e nel settore Ingegneria & Costruzioni (€48 milioni).
Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione di €368 milioni accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance Ltd. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €135 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.
Il fondo per contratti onerosi di €327 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso ed accoglie in particolare le perdite attese dal mancato utilizzo di un'infrastruttura per il trasporto del gas e in relazione a un progetto di rigassificazione.
Il fondo esodi agevolati di €235 milioni è riferito principalmente allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. Gli utilizzi per esuberanza sono dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013-2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010-2011.
Il fondo certificati verdi di €226 milioni accoglie gli oneri aggiuntivi che i produttori di energia elettrica devono sostenere per aver utilizzato nel processo produttivo fonti di energia non rinnovabili.
Il fondo copertura perdite di imprese partecipate di €167 milioni accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate.
Il fondo rischi contrattuali di €101 milioni è riferito al settore Ingegneria & Costruzioni.
Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di €93 milioni è riferito essenzialmente al settore Versalis (€59 milioni) e alla Syndial (€22 milioni).
Il fondo mutua assicurazione OIL di €77 milioni accoglie gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione OIL Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere in funzione della sinistrosità verificatasi negli esercizi precedenti.

30 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
TFR	350	376
Piani esteri a benefici definiti	615	572
Fisde e altri piani medici esteri	136	174
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	178	191
	1.279	**1.313**

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.
I piani esteri a benefici definiti sono relativi in particolare a fondi per piani pensione che riguardano schemi pensionistici a prestazioni definite adottati da imprese di diritto non italiano presenti principalmente in Nigeria, in Germania e nel Regno Unito; la prestazione è una rendita determinata in base all'anzianità di servizio in azienda e alla retribuzione erogata durante l'ultimo anno di servizio oppure in base alla retribuzione annua media corrisposta in un periodo determinato e antecedente la cessazione del rapporto di lavoro.
L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) e altri piani medici esteri vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione

alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura. I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2013					31.12.2014				
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**357**	**1.320**	**143**	**206**	**2.026**	**350**	**1.257**	**136**	**178**	**1.921**
Costo corrente		58	3	48	109		52	3	47	102
Interessi passivi	11	46	4	3	64	10	47	5	3	65
Rivalutazioni:	(5)	(51)	(7)	(25)	(88)	36	48	16	(1)	99
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	*(3)*	*6*	*(4)*	*1*			*1*			*1*
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		*(45)*	*(2)*	*(21)*	*(68)*	*43*	*57*	*18*	*5*	*123*
- Effetto dell'esperienza passata	*(2)*	*(12)*	*(1)*	*(5)*	*(20)*	*(7)*	*(10)*	*(2)*	*(6)*	*(25)*
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		5		(2)	3		(4)		3	(1)
Contributi al piano:		1			1		1			1
- Contributi dei dipendenti		*1*			*1*		*1*			*1*
Benefici pagati	(14)	(34)	(7)	(48)	(103)	(19)	(46)	(7)	(51)	(123)
Variazione dell'area di consolidamento	1				1	1				1
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(88)		(4)	(92)	(2)	(73)	21	12	(42)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**350**	**1.257**	**136**	**178**	**1.921**	**376**	**1.282**	**174**	**191**	**2.023**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		**619**			**619**		**642**			**642**
Interessi attivi		22			22		26			26
Rendimento delle attività a servizio del piano		2			2		18			18
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(1)			(1)					
Spese amministrative pagate		(1)			(1)		(1)			(1)
Contributi al piano:		39			39		35			35
- Contributi dei dipendenti		*1*			*1*		*1*			*1*
- Contributi del datore di lavoro		*38*			*38*		*34*			*34*
Benefici pagati		(16)			(16)		(25)			(25)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(22)			(22)		15			15
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		**642**			**642**		**710**			**710**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	**350**	**615**	**136**	**178**	**1.279**	**376**	**572**	**174**	**191**	**1.313**

I piani esteri a benefici definiti di €572 milioni (€615 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente fondi per piani pensione per €381 milioni (€424 milioni al 31 dicembre 2013).

La passività netta relativa ai piani esteri a benefici definiti comprende la passività di competenza dei partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €264 milioni e €207 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine di €191 milioni (€178 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano gli incentivi monetari differiti per €83 milioni (€86 milioni al 31 dicembre 2013), i premi di anzianità per €47 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013), il piano di incentivazione di lungo termine per €12 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2013) e altri piani esteri a lungo termine per €49 milioni (€36 milioni al 31 dicembre 2013).

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	Totale
2013					
Costo corrente		58	3	48	109
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		6		(2)	4
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	*11*	*46*	*4*	*3*	*64*
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(22)*			*(22)*
Totale interessi passivi (attivi) netti	11	24	4	3	42
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				*3*	*3*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*11*	*24*	*4*		*39*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(25)	(25)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
Totale	**11**	**89**	**7**	**24**	**131**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*65*	*3*	*24*	*92*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*11*	*24*	*4*		*39*
2014					
Costo corrente		52	3	47	102
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione		(4)		3	(1)
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	*10*	*47*	*5*	*3*	*65*
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		*(26)*			*(26)*
Totale interessi passivi (attivi) netti	10	21	5	3	39
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"				*3*	*3*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*10*	*21*	*5*		*36*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Altri costi/spese amministrative pagate		1			1
Totale	**10**	**70**	**8**	**52**	**140**
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		*49*	*3*	*52*	*104*
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	*10*	*21*	*5*		*36*

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

	2013				2014			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Totale
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(3)	6	(4)	(1)		1		1
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(45)	(2)	(47)	43	57	18	118
- Effetto dell'esperienza passata	(2)	(12)	(1)	(15)	(7)	(10)	(2)	(19)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(2)		(2)		(18)		(18)
	(5)	**(53)**	**(7)**	**(65)**	**36**	**30**	**16**	**82**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2013									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	20	88	412	9	5	2	1	85	**622**
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		7	2		1	5	3	**20**
	22	**88**	**419**	**11**	**5**	**3**	**6**	**88**	**642**
31.12.2014									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	114	98	393	9	1	3	8	70	**696**
- con prezzi non quotati in mercati attivi	2		1	1			7	3	**14**
	116	**98**	**394**	**10**	**1**	**3**	**15**	**73**	**710**

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dalle società di Eni, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.
Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2013					
Tasso di sconto	(%)	3,0	2,1-13,5	3,0	1,1-3,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		15-24	24	
2014					
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-15,0	2,0	0,5-2,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	2,0-14,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-11,1	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		13-24	24	

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

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2013						
Tasso di sconto	(%)	2,9-3,3	2,1-4,4	3,5-13,5	2,5-7,8	**2,1-13,5**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,1	2,5-4,9	5,0-14,0	5,0-10,0	**2,0-14,0**
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,4	3,5-11,0	3,0-5,5	**0,6-11,0**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	15		**15-24**
2014						
Tasso di sconto	(%)	2,0	1,2-3,6	3,5-15,0	2,6-13,0	**1,2-15,0**
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,0-3,2	2,5-4,6	5,0-14,0	5,0-13,0	**2,0-14,0**
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	0,6-3,0	3,5-11,1	3,0-8,2	**0,6-11,1**
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni	21	22-24	13-15		**13-24**

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende primarie (rating AA), nei paesi dove il mercato corrispondente è sufficientemente significativo, o i rendimenti di titoli di stato in caso contrario. Le tavole demografiche adottate sono quelle utilizzate nei singoli Paesi per l'elaborazione delle valutazioni IAS19. Il tasso di inflazione è stato determinato considerando le previsioni sul lungo termine emesse dagli istituti bancari nazionali o internazionali.

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

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5	Incremento dello 0,5%
31.12.2013						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(20)	23	15			
Piani esteri a benefici definiti	(79)	80	38	26		28
Fisde e altri piani medici esteri	(8)	9			9	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(3)	3	1			
31.12.2014						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(22)	24	16			
Piani esteri a benefici definiti	(83)	88	42	32		48
Fisde e altri piani medici esteri	(10)	11			11	
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	(4)	4	3			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €119 milioni, di cui €67 milioni relativi ai piani a benefici definiti.
Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
31.12.2013				
2014	7	36	7	44
2015	6	40	7	46
2016	7	44	7	49
2017	9	41	7	5
2018	12	59	7	3
Oltre	309	395	101	54
31.12.2014				
2015	6	46	7	52
2016	6	42	7	42
2017	9	45	7	48
2018	12	56	7	4
2019	15	50	7	4
Oltre	328	335	138	67

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

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri piani medici esteri	Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine
2013					
Duration media ponderata	anni	12,7	18,6	13,1	4,4
2014					
Duration media ponderata	anni	13,3	18,1	14,3	4,6

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 - Rapporti con parti correlate.

31 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di €3.915 milioni (€3.562 milioni al 31 dicembre 2013).

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
	6.750	1.309	(769)	918	(361)	**7.847**

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

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Passività per imposte differite	10.312	11.762
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.562)	(3.915)
	6.750	**7.847**
Attività per imposte anticipate non compensabili	(4.658)	(5.231)
Passività per imposte differite nette	**2.092**	**2.616**

Le passività nette per imposte differite di €2.616 milioni (€2.092 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono la rilevazione in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato: (i) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (€100 milioni di imposte anticipate); (ii) alla rivalutazione di piani a benefici definiti ai dipendenti (€36 milioni di imposte anticipate); (iii) alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita (€2 milioni di imposte differite).
La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Imposte sul reddito differite						
- ammortamenti eccedenti	7.625	339	(214)	725	(155)	8.320
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti a seguito di business combination	1.295	7	(38)	166	50	1.480
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	387	416	(40)	(30)	80	813
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	111	3	(92)	3	28	53
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	14		(13)	1		2
- altre	880	544	(372)	53	(11)	1.094
	10.312	**1.309**	**(769)**	**918**	**(8)**	**11.762**
Imposte sul reddito anticipate - Lordo						
- perdite fiscali portate a nuovo	(2.346)	(687)	141	(104)	74	(2.922)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.896)	(238)	25	(170)	(93)	(2.372)
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.692)	(295)	288	(2)	10	(1.691)
- ammortamenti non deducibili	(1.623)	(334)	70	(205)	(11)	(2.103)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.190)	(59)	181	2	4	(1.062)
- utili infragruppo	(468)	15	129	(3)	18	(309)
- altre	(1.575)	(664)	421	(112)	(57)	(1.987)
	(10.790)	**(2.262)**	**1.255**	**(594)**	**(55)**	**(12.446)**
Fondo svalutazione imposte sul reddito anticipate	**2.570**	**677**	**(2)**	**54**	**1**	**3.300**
Imposte sul reddito anticipate nette	**(8.220)**	**(1.585)**	**1.253**	**(540)**	**(54)**	**(9.146)**
Passività nette per imposte differite	**2.092**	**(276)**	**484**	**378**	**(62)**	**2.616**

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota del 27,5% per le imprese italiane e a un'aliquota media del 30,7% per le imprese estere.
Le perdite fiscali ammontano a €10.294 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €8.875 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a imprese italiane per €6.140 milioni e a imprese estere per €4.154 milioni. Le perdite fiscali, di cui è probabile l'utilizzo, ammontano a €8.305 milioni e sono riferite a imprese italiane per €5.682 milioni e a imprese estere per €2.623 milioni; le relative imposte differite attive ammontano rispettivamente a €1.563 milioni e €804 milioni.

32 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	282	143
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Passività per imposte sul reddito	20	20
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	2	5
Altri debiti	74	104
Altre passività	1.880	2.013
	2.259	**2.285**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita	Fair value	Impegni di acquisto	Impegni di vendita
Contratti su valute						
Currency swap	53	1.075	130	55	49	608
Outright	36	878				
Interest currency swap	3		74	1	128	
	92	**1.953**	**204**	**56**	**177**	**608**
Contratti su tassi d'interesse						
Interest rate swap	40	50	390	28		272
	40	**50**	**390**	**28**		**272**
Contratti su merci						
Over the counter	23	31	159			
	23	**31**	**159**			
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**127**			**59**		
	282	**2.034**	**753**	**143**	**177**	**880**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €143 milioni (€282 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) per €84 milioni (€155 milioni al 31 dicembre 2013) strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non direttamente riconducibile alle transazioni commerciali o finanziarie originarie; (ii) per €59 milioni la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA (al 31 dicembre 2013 la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie di €127 milioni era riferita a Snam SpA per €81 milioni e a Galp Energia SGPS SA per €46 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €1 milione al 31 dicembre 2013 era riferito alle coperture del settore Gas & Power e riguardava operazioni di copertura del rischio cambio e prezzi su commodity descritte alla nota n. 15 – Altre attività correnti. Il fair value attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza successiva al 2015 è indicato alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; il fair value passivo e attivo relativo agli strumenti finanziari derivati con scadenza entro il 2015 è indicato rispettivamente alle note n. 27 – Altre passività correnti e n. 15 – Altre attività correnti. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 38 – Costi operativi. Gli impegni di acquisto e di vendita per gli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge ammontavano al 31 dicembre 2013 rispettivamente a €1 milione e €24 milioni. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 36 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.
Le altre passività di €2.013 milioni (€1.880 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono: (i) la quota a lungo termine di €812 milioni (€876 milioni al 31 dicembre 2013) degli anticipi incassati dal partner Suez a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica. La quota a breve termine è indicata alla nota n. 27 – Altre passività correnti; (ii) gli anticipi di €281 milioni (€149 milioni al 31 dicembre 2013) ricevuti dai clienti somministrati per quantità di gas non ritirate a seguito dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di lungo termine il cui recupero si ritiene sarà eseguito oltre l'orizzonte temporale dei dodici mesi.
I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

33 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €456 milioni e €165 milioni riguardano essenzialmente: (i) la cessione del 100% delle società consolidate Eni Česká Republika Sro, Eni Romania Srl ed Eni Slovensko Spol Sro che operano nelle attività di Refining & Marketing rispettivamente nella Repubblica Ceca, in Romania e in Slovacchia e il 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC), società attiva nel settore della raffinazione nella Repubblica Ceca. Le tre società e la partecipazione in CRC sono state classificate nelle attività destinate alla vendita a seguito della stipula nel maggio 2014 di un accordo vincolante di acquisto da parte di operatori petroliferi locali, il cui perfezionamento è soggetto ad alcune condizioni sospensive, tra le quali, l'approvazione da parte delle competenti autorità antitrust europee.
I valori d'iscrizione di tali attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili sono stati allineati al minore tra il valore di libro e il previsto prezzo di cessione e ammontano rispettivamente a €367 milioni (di cui attività correnti €207 milioni) e €165 milioni (di cui passività correnti €148 milioni). Eni rimarrà attiva nei tre Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete; (ii) la cessione del 20% (intera quota posseduta) delle partecipazioni in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA, società attive nella produzione di fertilizzanti in Venezuela. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €69 milioni; (iii) la cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e il 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €10 milioni.
Le principali cessioni avvenute nel corso del 2014 hanno riguardato la partecipazione in Artic Russia BV per un valore di libro di €2.131 milioni.

34 Patrimonio netto

Interessenze di terzi
L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle interessenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

	Utile netto		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2013**	**2014**	**31.12.2013**	**31.12.2014**
Saipem SpA	(190)	(345)	2.748	2.398
Altre	(11)	(96)	91	57
	(201)	**(441)**	**2.839**	**2.455**

Patrimonio netto di Eni
Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	**31.12.2013**	**31.12.2014**
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(154)	(284)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	81	11
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(72)	(122)
Altre riserve	296	207
Riserva per differenze cambio da conversione	(698)	4.020
Azioni proprie	(201)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	44.626	46.067
Acconto sul dividendo	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	5.160	1.291
	58.210	**59.754**

Capitale sociale
Al 31 dicembre 2014, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2013).
L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,55 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2014, con data di stacco il 19 maggio 2014 e record date il 21 maggio 2014. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2013 ammonta perciò a €1,10; (ii) la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2013; (iii) l'auto-

rizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

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

Riserva per acquisto di azioni proprie
La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di €6.201 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) comprende il valore di libro delle azioni proprie acquistate di €581 milioni.

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

	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**	Riserva lorda	Effetto fiscale	**Riserva netta**
Riserva al 31 dicembre 2012	**(25)**	**9**	**(16)**	**148**	**(4)**	**144**	**(138)**	**50**	**(88)**	**(15)**	**55**	**40**
Variazione dell'esercizio 2013	(301)	93	**(208)**	9		**9**	55	(38)	**17**	(237)	55	**(182)**
Differenze cambio							(2)	1	**(1)**	(2)	1	**(1)**
Utilizzo a conto economico	102	(32)	**70**	(74)	2	**(72)**				28	(30)	**(2)**
Riserva al 31 dicembre 2013	**(224)**	**70**	**(154)**	**83**	**(2)**	**81**	**(85)**	**13**	**(72)**	**(226)**	**81**	**(145)**
Variazione dell'esercizio 2014	(69)	12	**(57)**	7	(1)	**6**	(68)	19	**(49)**	(130)	30	**(100)**
Differenze cambio							(1)		**(1)**	(1)		**(1)**
Utilizzo a conto economico	(91)	18	**(73)**	(77)	1	**(76)**				(168)	19	**(149)**
Riserva al 31 dicembre 2014	**(384)**	**100**	**(284)**	**13**	**(2)**	**11**	**(154)**	**32**	**(122)**	**(525)**	**130**	**(395)**

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €11 milioni è riferita alla valutazione al fair value di titoli (€5 milioni al 31 dicembre 2013). La riserva al 31 dicembre 2013 relativa alla valutazione al fair value di Galp Energia SGPS SA di €76 milioni è stata utilizzata a conto economico a seguito della cessione dell'8,15% delle azioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Partecipazioni.
La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti negativa per €122 milioni (negativa per €72 milioni al 31 dicembre 2013), al netto dell'effetto fiscale, è riferita per €1 milione (negativa per €1 milione al 31 dicembre 2013) alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve
Le altre riserve di €207 milioni (€296 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:
- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (€157 milioni al 31 dicembre 2013);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tigáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- negative per €2 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negativa per €7 milioni al 31 dicembre 2013);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,97% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

Riserva per differenze cambio
La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie
Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2013) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2013) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo
L'acconto sul dividendo di €2.020 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola, deliberato il 17 settembre 2014 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014 con data di stacco cedola fissata al 22 settembre 2014.

Riserve distribuibili
Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2014 comprende riserve distribuibili per circa €49,3 miliardi.

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

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2013**	**2014**	**31.12.2013**	**31.12.2014**
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	**4.414**	**4.455**	**40.743**	**40.529**
Eccedenza 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)	(1.604)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(440)	(238)	295	18
- altre rettifiche	3		12	14
	4.959	**850**	**61.049**	**62.209**
Interessenze di terzi	201	441	(2.839)	(2.455)
Come da bilancio consolidato	**5.160**	**1.291**	**58.210**	**59.754**

35 Altre informazioni

Principali acquisizioni
Acam Clienti SpA
Nel 2014 è stato acquisito il pacchetto azionario di controllo del 51% di Acam Clienti SpA. La società opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica nella provincia di La Spezia. Eni, dopo l'acquisizione, possiede il 100% del capitale della società. L'allocazione del valore complessivo di €30 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Liverpool Bay Ltd
Nel 2014 è stato acquisito il 100% di Liverpool Bay Ltd che detiene il 46,1% del campo Oil & Gas in produzione Liverpool Bay. L'acquisizione non costituisce una step acquisition perché Eni già precedentemente deteneva una quota del 53,9% del campo Liverpool Bay e con l'acquisizione della società Liverpool Bay Ltd ha raggiunto il 100% di partecipazione nel campo e l'operatorship. L'allocazione del valore complessivo di €21 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

(€ milioni)	Acam Clienti SpA		Liverpool Bay Ltd	
	Ante allocazione del costo	**Post allocazione del costo**	**Ante allocazione del costo**	**Post allocazione del costo**
Attività correnti	60	60	36	36
Goodwill	8	32		35
Altre attività non correnti			320	320
Attività acquisite	**68**	**92**	**356**	**391**
Passività correnti	61	61	34	34
Passività nette per imposte differite			48	48
Fondi per rischi e oneri			288	288
Altre passività non correnti	1	1		
Passività acquisite	**62**	**62**	**370**	**370**
Valore corrente della quota di partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(3)	(15)		
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	**3**	**15**	**(14)**	**21**

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	**2012**	**2013**	**2014**
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	108	51	96
Attività non correnti	171	39	265
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	46	(12)	(19)
Passività correnti e non correnti	(99)	(36)	(291)
Effetto netto degli investimenti	**226**	**42**	**51**
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(8)	(15)
Totale prezzo di acquisto	**226**	**34**	**36**
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(48)*	*(9)*	
Flusso di cassa degli investimenti	**178**	**25**	**36**
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	2.112	47	5
Attività non correnti	18.740	41	2
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(12.443)	23	
Passività correnti e non correnti	(4.123)	(69)	(2)
Effetto netto dei disinvestimenti	**4.286**	**42**	**5**
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(943)		
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	2.021	3.359	(5)
Interessenze di terzi	(1.840)		
Totale prezzo di vendita	**3.524**	**3.401**	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	*(3)*		
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**3.521**	**3.401**	

Gli investimenti del 2014 riguardano l'acquisizione del 51% di Acam Clienti SpA e del 100% di Liverpool Bay Ltd.
I disinvestimenti 2014 riguardano la cessione di un ramo d'azienda.

36 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		11.930	11.930		13.214	13.214
Imprese controllate non consolidate		160	160		180	180
Imprese in joint operation consolidate		48	48		14	14
Imprese in joint venture e collegate	6.272	124	6.396	6.272	99	6.371
Altri	2	174	176	2	197	199
	6.274	**12.436**	**18.710**	**6.274**	**13.704**	**19.978**

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €13.214 milioni (€11.930 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €9.074 milioni (€7.858 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €5.945 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€4.920 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.567 milioni (€1.387 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) rischi assicurativi per €179 milioni che Eni ha riassicurato (€293 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €13.162 milioni (€11.749 milioni al 31 dicembre 2013).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €180 milioni (€160 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €167 milioni (€147 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €21 milioni (€29 milioni al 31 dicembre 2013).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint operation consolidate di €14 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €5 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2013) relativi al settore Ingegneria & Costruzioni; (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €3 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €14 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €6.371 milioni (€6.396 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI – Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €171 milioni (€170 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €21 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €247 milioni (€284 milioni al 31 dicembre 2013).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €199 milioni (€176 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €168 milioni (€147 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €8 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €186 milioni (€162 milioni al 31 dicembre 2013).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Impegni	14.200	15.276
Rischi	377	415
	14.577	**15.691**

Gli impegni di €15.276 milioni (€14.200 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.112 milioni (€9.804 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale è stimato in €2.431 milioni (€2.228 milioni al 31 dicembre 2013) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indi-

cati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €1.137 milioni (€1.059 milioni al 31 dicembre 2013) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni di acquisto e vendita relativi a strumenti finanziari derivati su valute con fair value pari a zero al 31 dicembre 2014 rispettivamente per €120 milioni e €116 milioni; (v) l'impegno contrattuale residuo assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc del gruppo Sempra per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno e per il trasporto gas alla rete americana fino al 2017. Gli impegni contrattuali stimati in €200 milioni (€942 milioni al 31 dicembre 2013) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". La riduzione degli impegni è conseguente alla revisione degli accordi contrattuali con Cameron LNG Llc che hanno determinato la chiusura anticipata degli impegni Eni dal 2029 al 2017 a seguito dell'ottenimento nel 2014 da parte di Cameron LGN Llc delle autorizzazioni dalle competenti autorità statunitensi per la conversione dell'impianto da unità di rigassificazione a liquefazione e all'esportazione del relativo GNL. Sulla base dei nuovi accordi con Sempra, il fondo rischi stanziato in bilancio a fronte della perdita attesa dall'esecuzione del contratto è stato oggetto di parziale utilizzo per esubero; (vi) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €130 milioni (€138 milioni al 31 dicembre 2013); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".
I rischi di €415 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €351 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €64 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2013).

Impegni non quantificabili
La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa $10 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.
Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità – TAV SpA (ora RFI – Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.
A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Rischi finanziari
La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato
Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.
Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.
Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.
Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale, gestita centralmente dalla Direzione Midstream, e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.
Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - Tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.
Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra

indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.
Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno).

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Business Unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.
L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso dell'esercizio 2014 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.
Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).

Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2013				2014			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse[a]	3,67	1,49	2,07	2,15	4,42	1,29	2,05	2,49
Tasso di cambio[a]	0,37	0,07	0,14	0,24	0,23	0,03	0,09	0,12

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA ed Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2013				2014			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	108,13	36,59	59,92	66,44	44,20	4,02	21,46	4,02
Trading[b]	7,50	1,36	4,11	2,93	5,57	0,46	3,04	0,87

(a) Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione MidStream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione MidStream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2013				2014			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica[a]	0,12	0,02	0,10	0,11	0,28	0,09	0,14	0,26

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

Rischio di credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto mas-

simo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage), (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale, (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.
Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.
Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.
Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.
Nel 2014 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.
Al 31 dicembre 2014, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.698 milioni, di cui €41 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed non utilizzate, pari a €6.598 milioni, di cui €647 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano pressoché tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.
Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti
Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.737	3.700	3.211	2.937	1.392	9.781	**22.758**
Passività finanziarie a breve termine	2.553						**2.553**
Passività per strumenti derivati	995	243	1	5		34	**1.278**
	5.285	**3.943**	**3.212**	**2.942**	**1.392**	**9.815**	**26.589**
Interessi su debiti finanziari	818	710	650	557	429	1.695	**4.859**
Garanzie finanziarie	172						**172**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.533	3.226	3.217	1.462	2.795	8.709	**22.942**
Passività finanziarie a breve termine	2.716						**2.716**
Passività per strumenti derivati	4.111	101	17		25		**4.254**
	10.360	**3.327**	**3.234**	**1.462**	**2.820**	**8.709**	**29.912**
Interessi su debiti finanziari	792	702	609	478	413	1.781	**4.775**
Garanzie finanziarie	173						**173**

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2014**	**2015-2018**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2013				
Debiti commerciali	15.584			**15.584**
Altri debiti e anticipi	8.117	18	56	**8.191**
	23.701	**18**	**56**	**23.775**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2015**	**2016-2019**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2014				
Debiti commerciali	15.015			**15.015**
Altri debiti e anticipi	8.688	82	22	**8.792**
	23.703	**82**	**22**	**23.807**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**	**Totale**
Contratti di leasing operativo non annullabili[a]	**606**	**468**	**398**	**314**	**242**	**957**	**2.985**
Costi di abbandono e ripristino siti[b]	**217**	**191**	**194**	**326**	**264**	**15.378**	**16.570**
Costi relativi a fondi ambientali[c]	**300**	**283**	**234**	**298**	**177**	**373**	**1.665**
Impegni di acquisto[d]	**19.317**	**16.346**	**15.622**	**15.201**	**14.645**	**142.795**	**223.926**
- Gas							
Take-or-pay	16.479	14.725	14.034	14.078	13.616	137.866	**210.798**
Ship-or-pay	1.771	1.212	1.184	934	843	3.618	**9.562**
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	123	118	106	98	97	423	**965**
- Altri impegni di acquisto[e]	944	291	298	91	89	888	**2.601**
Altri Impegni	**3**	**3**	**3**	**3**	**2**	**116**	**130**
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	2	116	**130**
	20.443	**17.291**	**16.451**	**16.142**	**15.330**	**159.619**	**245.276**

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.
(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 (€1.109 milioni) a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili.
(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.
(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.317 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €47,8 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.
Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Oltre**	**Totale**
Impegni per investimenti committed	10.376	8.188	5.039	3.103	5.420	**32.126**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2013			2014		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli[a]	5.004	4		5.024	24	
- Strumenti derivati non di copertura[b]	(21)	(180)		192	421	
- Strumenti derivati di trading[b]	(61)	(8)		(481)	27	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli[a]	80	1		76	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli[a]	235	7	(1)	257	7	7
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti[c]	2.770	456	(64)	1.744	(60)	(77)
- Partecipazioni non correnti destinate alla vendita[c]	2.131	1.702				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti[d]	28.727	(277)		27.573	(116)	
- Crediti finanziari[a]	1.791	1		2.763	108	
- Debiti commerciali e altri debiti[e]	23.775	28		23.807	(188)	
- Debiti finanziari[a]	25.560	(844)		25.891	(1.201)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura[f]	(202)	(501)	(198)	(470)	(497)	(167)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €286 milioni di proventi (oneri per €96 milioni nel 2013) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €162 milioni di proventi (oneri per €92 milioni nel 2013).
(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €60 milioni di oneri (proventi per €2.158 milioni nel 2013).
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €464 milioni di oneri (oneri per €311 milioni nel 2013) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €348 milioni di proventi (proventi per €34 milioni nel 2013) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €356 milioni di oneri (oneri per €526 milioni nel 2013) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €141 milioni di oneri (proventi per €25 milioni nel 2013) (componente time value).

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

Di seguito sono riportate le informazioni relative alle attività e passività finanziarie compensate.

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2013			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	30.285	1.395	28.890
Altre attività correnti	1.620	295	1.325
Altre attività non correnti	3.711	35	3.676
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	25.096	1.395	23.701
Altre passività correnti	1.741	304	1.437
Altre passività non correnti	2.285	26	2.259
31.12.2014			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.667	1.066	28.601
Altre attività correnti	7.639	3.254	4.385
Altre attività non correnti	3.329	556	2.773
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.769	1.066	23.703
Altre passività correnti	7.926	3.437	4.489
Altre passività non correnti	2.658	373	2.285

La compensazione di attività e passività finanziarie di €4.876 milioni (€1.725 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda per €3.810 milioni (€641 milioni al 31 dicembre 2013) la compensazione di attività e passività per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA e per €1.066 milioni (€1.084 milioni al 31 dicembre 2013) la compensazione di crediti e debiti verso enti di stato del settore Exploration & Production.

Informazioni sulla valutazione al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2014 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Attività finanziarie quotate destinate al trading", le "Attività finanziarie disponibili per la vendita", le "Rimanenze – Certificati e diritti di emissione", gli "Strumenti finanziari derivati – Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, le "Attività finanziarie non quotate destinate al trading", gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2014 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati.

(€ milioni)	Note	31.12.2013		31.12.2014	
		Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:					
Attività finanziarie quotate destinate al trading	(9)	4.461		5.024	
Attività finanziarie non quotate destinate al trading	(9)		543		
Attività finanziarie disponibili per la vendita	(10)	235		257	
Rimanenze - Certificati e diritti di emissione	(12)	22		34	
Strumenti finanziari derivati - Future	(15)	64		4	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(15)		14		41
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(15)		654		3.254
Attività non correnti:					
Altre partecipazioni valutate al fair value	(19)	2.770		1.744	
Altre partecipazioni valutate al fair value destinate alla vendita	(33)		2.131		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(22)		6		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(22)		256		196
Passività correnti:					
Strumenti finanziari derivati - Future	(27)	12		81	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(27)		213		510
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(27)		770		3.520
Passività non correnti:					
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)		1		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	(32)		282		143

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che verosimilmente tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

(i) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In data 11 maggio 2010, è stato notificato a Eni SpA, a otto dipendenti della società, nonché a un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti in relazione ad un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la

vita 4 operai, dipendenti addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà di una società del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto.
In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".
Si è in attesa della fissazione della prima udienza di appello a seguito dell'impugnativa proposta dal Pubblico Ministero.

(ii) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – sito di Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà Enichem Agricoltura nel 1991.
Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, il giudizio prosegue.

(iii) **Eni Divisione Gas & Power – sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato.
Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli enti territoriali. Concluso il dibattimento, in data 19 dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. Si è in attesa del deposito delle motivazioni.

(iv) **Syndial SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli amministratori delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura di Sassari ha richiesto il rinvio a giudizio. Il GIP ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Il procedimento prosegue.

(v) **Syndial SpA – Clorosoda.** Pende innanzi al Tribunale di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti delle società Anic SpA, Enichem SpA, Enichem Anic SpA, Anic Agricoltura SpA, Agip Petroli SpA e Praoil Aromatici e Raffinazione Srl. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette.
I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal GIP lo svolgimento di un incidente probatorio consistente in una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. In data 19 settembre 2014 è stata depositata presso il Tribunale di Gela la relazione predisposta dai periti nominati dal GIP che esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-diocloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. In data 23 gennaio 2015 il Giudice per le Indagini Preliminari ha dichiarato concluso l'incidente probatorio. Si attendono le valutazioni della Procura in ordine agli esiti dell'incidente probatorio.

(vi) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria – Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro.
I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti dell'Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale. Pendono trattative per definire transattivamente ogni pendenza, anche con il Comune di Cassano, al fine di evitare, nel procedimento penale, la costituzione di parte civile di detto Comune. In data 13 febbraio è stato sottoscritto fra Syndial e Comune di Cassano apposito atto transattivo che chiude definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria. Il procedimento penale è tuttora in corso. Proseguono le attività di bonifica da parte di Syndial.

(vii) **Syndial SpA – procedimento amianto Ravenna.** È pendente dinnanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991.
Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il 6 febbraio

2014, ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Ravenna ha disposto con decreto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Il procedimento prosegue nella fase dibattimentale.

1.2 Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

(i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel mese di maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già Enichem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di Enichem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 (depositata l'8 luglio 2008), provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero.
A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino.
Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto ed ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU, i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato. Con riguardo al merito, la Corte d'Appello ha emesso Ordinanza con la quale ha convocato le parti al fine di ricevere chiarimenti sull'iter amministrativo, motivando l'Ordinanza sulla base di argomentazioni, relative al concetto di danno ambientale, più in linea con la posizione sostenuta da Syndial che non con quella sostenuta dall'Avvocatura di Stato.

(ii) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa €139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa €80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa €16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale Enichem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di €53,5 milioni e un massimo di €93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex lege dei precedenti gestori del sito, b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per l'inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984, c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio.

(iii) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada.
Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barrieramento fisico. Il giudizio prosegue.

(iv) **Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela.** Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato a Raffineria di Gela SpA, Syndial SpA ed Eni SpA un ricorso ex art. 696 bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, cui, successivamente, si sono aggiunti ulteriori 15 ricorsi aventi il medesimo oggetto. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali sono in corso.

(v) **Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial – risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.
La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le pubbliche amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente.

Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee.
L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale.

(vi) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres – Ente procedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il processo iniziato davanti alla Corte d'Assise di Sassari è stato annullato a seguito dell'eccezione di difformità tra l'ipotesi di reato contemplata nell'avviso di conclusione delle indagini preliminari ed il capo di imputazione formulato nella richiesta di rinvio a giudizio. Gli atti sono stati trasmessi alla Procura della Repubblica di Sassari. Nel febbraio 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. Ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Procura ha deciso di ricorrere in Cassazione.

(vii) **Kashagan.** Il 7 marzo 2014, il Dipartimento Ambiente Regione Atyrau ("ARED") ha avviato una serie di azioni civili nei confronti del consorzio di sviluppo del giacimento Kashagan. Tali procedimenti si riferiscono ad emissioni avvenute durante il gas flaring che si è verificato in fase di avvio delle attività di produzione e che avrebbero portato a violazioni delle leggi ambientali e a danni ambientali. L'importo complessivo del claim ammonta a circa 730 milioni di dollari (134 miliardi di Tenge), circa 123 milioni di dollari (22,5 miliardi di Tenge) in quota Eni. Il consorzio del progetto Kashagan contesta le pretese di ARED. Nel 2014 il consorzio ha pagato una quota del claim pari a 55 milioni di dollari (8,5 miliardi di Tenge), circa 9 milioni di dollari (1,4 miliardi di Tenge) in quota Eni e iniziato azioni legali presso le corti kazake per chiedere la riduzione del claim. Anche alla luce di quanto concordato tra la Repubblica del Kazakhstan e il consorzio nell'ambito del Settlement Agreement del dicembre 2014, il consorzio si aspetta che l'ammontare del claim sarà ridotto significativamente e che non supererà quanto già pagato nel 2014.

(viii) **Melilli.** In maggio 2014 è stato notificato a Syndial, Versalis e SMA.RI Srl atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli che lamenta un danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva da parte delle società citate.
In particolare l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso la discarica della ditta SMA.RI comunque non autorizzata (la discarica si trova a circa 2 km dall'abitato di Melilli).
Il danno viene stimato in €500 milioni ovvero altra somma che sarà definita in giudizio.
Il giudizio prosegue.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

(i) **Fos Cavaou.** Con riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), il cliente Société du Terminal Methanier de Fos Cavaou ("STMFC" oggi FOSMAX LNG) ha avviato un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti del contrattista STS ("société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%)). Il cliente FOSMAX LNG richiede la condanna dell'appaltatore al pagamento di circa €264 milioni per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa €142 milioni sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave.
STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di FOSMAX LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 FOSMAX LNG ha depositato la "Mémoire en demande". Di contro, STS ha depositato la propria "Mémoire en défense" il 28 gennaio 2013, precisando in €338 milioni il valore della propria domanda riconvenzionale. Sulla base del lodo depositato dal collegio arbitrale il 13 febbraio 2015 FOSMAX LNG è obbligata a corrispondere a STS la somma, comprensiva di interessi, di €69.842.899. La quota di tale somma di spettanza di Saipem SA è pari al 50%.

(ii) **Eni SpA. Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debitrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa €46 milioni oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, con sentenza di 1° grado emessa nel marzo del 2012 le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello.

(iii) **Eni SpA. Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel.
La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo

cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere.
Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato.
In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo).
In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva.
Con provvedimento del 23 maggio 2014, il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e di altre Autorità regolamentari

(i) **Eni SpA - Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato su dichiarazione quota mercato all'ingrosso di gas.** Con provvedimento n. 25064 del 1° agosto 2014, notificato a Eni in data 13 agosto 2014, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un'istruttoria nei confronti di Eni al fine di verificare la veridicità dell'attestazione depositata da Eni nel maggio 2014 ("Attestazione 2014") della quota di mercato all'ingrosso detenuta dalla società per attività ed operazioni aventi ad oggetto gas naturale – in osservanza di quanto disposto dal Decreto Legislativo n. 130/2010 che fissa alcune specifiche soglie di mercato – per l'anno convenzionale 2013-2014. Il procedimento è ancora in fase istruttoria. Al termine dello stesso, l'AGCM potrà archiviare il procedimento nel caso in cui condivida l'Attestazione 2014 ovvero, in caso contrario, applicare una sanzione pecuniaria. Inoltre, qualora ad esito dell'istruttoria l'AGCM accerti il superamento del valore soglia da parte di Eni, il D.Lgs. n. 130/2010 prevede che venga avviata una procedura competitiva di gas release, gestita dal Ministero dello Sviluppo Economico e dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

(ii) **Delibera Consob n. 18949 del 18 giugno 2014**. Con provvedimento del 18 giugno 2014 (delibera n. 18949) Consob ha deliberato di applicare a Saipem SpA la sanzione amministrativa pecuniaria di €80.000 in relazione a un asserito ritardo nell'emissione del profit warning emesso dalla Società il 29 gennaio 2013. Il provvedimento è stato confermato dalla Corte d'Appello di Milano. Saipem presenterà ricorso in Cassazione.
In relazione ad asseriti ritardi da parte della Società nelle comunicazioni al mercato, sono state minacciate possibili azioni risarcitorie da parte di azionisti ed ex azionisti. La Società ha valutato le richieste pervenute ritenendole non fondate.

4. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

(i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231.
Successivamente, nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. All'udienza del 20 settembre 2011 il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte, e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei

confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e, il 24 ottobre 2013, la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. Pende ricorso per Cassazione.

(ii) **Consorzio TSKJ.** Il consorzio TSKJ (costituito da Snamprogetti Netherlands BV, Kbr, Technip e JGC con quote paritetiche del 25%) a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti SpA ("Snamprogetti"), società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem cui è seguita l'incorporazione di Snamprogetti in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione di circa il 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato, tra l'altro, di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle relative controllate.
Diverse autorità giudiziarie, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani. I procedimenti instaurati si sono conclusi con transazioni negli Stati Uniti e in Nigeria.
In Italia, il procedimento è stato iscritto dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. n. 231 del 2001 in relazione a ipotesi di corruzione internazionale aggravata ascritte a ex dirigenti di Snamprogetti.
La Procura della Repubblica di Milano aveva avanzato richiesta in via cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 di interdizione di Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate. La Procura aveva poi rinunciato a tale richiesta a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a €24.530.580, anche nell'interesse di Saipem.
È stato disposto il rinvio a giudizio di cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA (in quanto incorporante della prima) per i presunti eventi corruttivi in Nigeria, commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004, con l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a $65 milioni), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA.
Successivamente il Tribunale ha pronunciato sentenza di proscioglimento per intervenuta prescrizione nei confronti degli imputati persone fisiche, disponendo la prosecuzione del processo in relazione alla posizione di Saipem. Nel corso del 2013, all'esito del giudizio il Tribunale ha condannato Saipem SpA al pagamento di €600.000 a titolo di sanzione pecuniaria e alla confisca della cauzione per €24.530.580 già messa a disposizione da Snamprogetti Netherlands BV.
Saipem ha proposto appello avverso la sentenza di primo grado. In data 19 febbraio 2015, la Corte di Appello di Milano ha confermato la sentenza del Tribunale che aveva dichiarato Saipem responsabile dell'illecito amministrativo ex D.Lgs. 231/01. Contro tale decisione la società presenterà ricorso in Cassazione.
A fronte di questo contenzioso è stato stanziato in bilancio un fondo rischi.

(iii) **Algeria.** Autorità italiane e straniere stanno conducendo indagini su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria.
In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Eni ha inoltrato l'atto per competenza a Saipem che in data 16 febbraio 2011 ha depositato i documenti oggetto di richiesta.
Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità degli enti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura.
In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Tale procedimento risultava riunito ad altro filone di indagini (cd. Iraq – Kazakhstan) avente ad oggetto attività del Gruppo Eni in Iraq e Kazakhstan (si veda la sezione 4.4 della presente relazione).
Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013.
In data 7 febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura della Repubblica di Milano. Contestualmente è stata notificata ad Eni ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia.
Dagli atti si è appreso che la Procura ha esteso le indagini oltre che a carico di Eni, anche nei confronti del suo Amministratore Delegato d'allora, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2012).
Saipem fin da subito ha fornito piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria ed ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa. D'accordo con gli organi di controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della società e previa informativa alla Procura, ha provveduto ad avviare verifiche interne. In particolare, con il supporto di consulenti esterni, è stata effettuata una verifica sui contratti oggetto dell'indagine ed una revisione mirata alla verifica della corretta applicazione delle procedure interne e di controllo inerenti all'anticorruption e la prevenzione degli illeciti. I risultati delle indagini interne sono stati depositati presso l'Autorità Giudiziaria e trasmessi ad Eni, per finalità di direzione e coordinamento della controllante.

Nel corso del 2013 il CdA di Saipem ha deliberato e intrapreso anche azioni legali, a tutela degli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi qualsiasi futura azione.
Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda.
Ad oggi, i consulenti esterni hanno completato:
(i) la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;
(ii) la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).
Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni. Gli esiti delle analisi svolte confermano l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni.
I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti.
In data 24 ottobre 2014, è stata notificata ad Eni e Saipem una richiesta di incidente probatorio della Procura di Milano avente ad oggetto l'esame di due indagati: l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e l'ex Presidente, Direttore Generale di Saipem Contracting Algerie. L'udienza in camera di consiglio si è svolta in data 1 e 2 dicembre 2014 per l'assunzione della prova utilizzabile in dibattimento.
In data 14 gennaio 2015, è stato emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa). La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), avente ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010.
Acquisiti dalla difesa di Eni gli atti processuali depositati in relazione alla "richiesta di incidente probatorio", i verbali dell'udienza camerale e gli atti depositati ai fini della conclusione delle indagini preliminari, Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni un'ulteriore analisi ed approfondimento, i cui esiti saranno portati a conoscenza delle autorità giudiziarie competenti.
Il 5 febbraio 2015, il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem (i) a fini IRES e IRAP, per i periodi di imposta dal 01.01.2008 al 31.12.2010, tra l'altro riscontrando agli aspetti fiscalmente rilevanti scaturenti dalle verifiche nell'ambito del presente procedimento penale; nonché (ii) relativamente ai rapporti economici intrattenuti con le imprese extra UE aventi regimi fiscali privilegiati, per il solo periodo di imposta 2010.
Il 12 febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio per tutti gli indagati per i reati sopra indicati.
A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.
Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.
Nel 2010 in Algeria sono state avviate indagini che coinvolgono una società controllata da Saipem (Saipem Contracting Algérie SpA) in relazione alle modalità di assegnazione del contratto GK3 da parte di Sonatrach (c.d. inchiesta "Sonatrach 1"). Alcuni conti correnti in valuta locale di tale società relativi a due progetti in fase di completamento in Algeria sono stati bloccati, per un saldo totale equivalente a circa €90 milioni ai cambi correnti.
Nel corso del 2012 si è avuta conoscenza che l'indagine concerne un'ipotesi di reato relativa ad un'asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di un contratto (GK3) concluso con una società pubblica a carattere industriale e commerciale, beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. Nel gennaio 2013, la Chambre d'Accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. A seguito del ricorso, nell'ottobre 2014, anche la Corte Suprema algerina ha rigettato la richiesta di sblocco. Il processo dinnanzi al Tribunale, con inizio al 15 marzo 2015, potrà avere esito nel corso del 2015.
L'autorità giudiziaria algerina sta svolgendo indagini anche nei confronti della capogruppo italiana Saipem in merito a presunti fatti di corruzione (c.d. inchiesta "Sonatrach 2").

(iv) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura della Repubblica di Milano ha avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultano indagati Eni ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 ed alcuni dirigenti e un ex dirigente della società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq.
Infatti, il 21 giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appal-

tante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni".
Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni ed a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini risultano altresì indagati un ulteriore dipendente della società e altri fornitori.
In data 24 aprile 2012, la Procura della Repubblica di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il Gip di Milano ha rigettato la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura ritenendola infondata e il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello proposto dalla Procura con valutazioni su aspetti di merito, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni ha subito ingenti danni in conseguenza delle cattive perfomance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni.
L'ordinanza del Tribunale del Riesame non è stata ulteriormente impugnata dall'Ufficio del Pubblico Ministero.
Anche sulla base di tale provvedimento, in data 13 marzo 2014 la difesa penale di Eni ha presentato istanza di archiviazione motivata al Pubblico Ministero.

(v) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria.
In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. 231/01. Dall'atto emerge che la Procura ha iscritto nel registro degli indagati anche un soggetto terzo ed altri, non esplicitamente indicati nella stessa informazione di garanzia.
Contestualmente, è stata notificata alla società una "richiesta di consegna" ex art. 248 c.p.p., emessa dalla Procura della Repubblica di Milano.
Dalla lettura dell'atto emerge che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria".
Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura ed ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta.
Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.
Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza di Eni SpA hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, sia espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda.
Le verifiche interne sono in corso, gli esiti saranno tempestivamente portati a conoscenza delle autorità giudiziarie competenti, in un'ottica di massima trasparenza e cooperazione.
In data 10 settembre 2014, la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese.
L'atto è stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni. Dai documenti notificati si desume che gli stessi sono iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano.
All'udienza camerale del 15 di settembre 2014, fissata presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza, la Corte ha emesso un "variation order" per sole questioni formali, confermando la decisione.

(vi) **Eni SpA Divisione R&M procedimenti penali accise sui carburanti (Procedimento penale n. 6159/10 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Frosinone e procedimento penale n. 7320/14 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma).** Sono pendenti due procedimenti penali aventi ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Un primo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Frosinone nei confronti di una società terza (Turrizziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, risulta tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione chiesta con sollecitudine. In tale occasione si aveva conferma che il procedimento aveva ad oggetto la "presunta" immissione al consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane (ADD) in esito alle indagini espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Constatazione (PVC) per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,550 milioni. Nel maggio del 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha inoltre emesso l'avviso di pagamento relativo al mancato versamento delle accise dedotto nel PVC predisposto dalla GdF e dall'Agenzia delle Dogane di Frosinone. La società ha prontamente presentato ricorso avverso il predetto avviso innanzi alla Commissione Tributaria. Il secondo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Roma, ha ad oggetto sempre la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Tale procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e riguarda fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni SpA dislocate sul territorio nazionale. La società sta fornendo all'Autorità Giudiziaria la massima collaborazione con l'intento di chiarire innanzi al nuovo interlocutore le

proprie ragioni a sostegno della correttezza del proprio operato. Inoltre su richiesta della Società, l'Unione Petrolifera ha interpellato l'Agenzia delle Dogane per conoscere il parere della stessa in merito alla correttezza delle modalità operative adottate. In data 30 settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti del precedente Direttore Generale della Divisione R&M. I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente. Il provvedimento è conseguenza del fatto che l'accertamento in corso riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale.
In data 5 marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura della Repubblica di Roma nell'ambito del medesimo procedimento.
Scopo della perquisizione è stato quello di verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

(i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico.** Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospicienti il territorio comunale per un ammontare di circa €17 milioni a titolo di imposta, sanzioni e interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la Società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni; tali conclusioni sono state confermate dalla competente Commissione Tributaria Regionale. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla Società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 poi estesi a tutto il 2009 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa €25 milioni a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. La Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila ha poi rigettato l'appello proposto dal Comune di Pineto. Il Comune ha infine presentato ricorso in Cassazione. Analoghi procedimenti relativi a piattaforme petrolifere Eni installate nelle acque territoriali italiane sono pendenti con i comuni di Pedaso, Gela e Cupra Marittima per ammontari comunque non significativi.

(ii) **Rimborso dell'addizionale all'IRES introdotta con l'articolo 3 della legge 6 febbraio 2009 n. 7.** Per il finanziamento dei progetti infrastrutturali previsti dal trattato di amicizia partenariato e collaborazione tra Italia e Libia del 2008, la legge n. 7/2009 ha introdotto un'addizionale all'IRES applicabile con l'aliquota del 4% all'utile ante imposte nel caso in cui l'incidenza fiscale sia inferiore al 19%. Tale imposta è dovuta per gli esercizi dal 2009 al 2028. Nel 2009 Eni ha chiesto il riconoscimento del diritto al rimborso dell'imposta ai competenti organi giurisdizionali eccependo in particolare un effetto di doppia imposizione sui dividendi distribuiti da controllate residenti nell'Unione Europea in contrasto con la cd. direttiva madre-figlia. Nel dicembre 2013 il Giudice Tributario di secondo grado competente ha riconosciuto il diritto di Eni al rimborso. L'Amministrazione Finanziaria non ha impugnato tale sentenza che quindi è diventata definitiva nel giugno 2014. La sentenza di per sé comporta il diritto al rimborso della prima rata dell'imposta relativa all'esercizio 2009 per un importo di circa €75 milioni. Eni ha presentato istanza di interpello all'Agenzia dell'Entrate chiedendo conferma del fatto che ai fini della determinazione dell'addizionale, la base imponibile debba essere calcolata prevedendo la rettifica in diminuzione di un importo pari al 95% dei dividendi distribuiti da controllate residenti nell'Unione europea. Il 26 settembre 2014 l'Agenzia delle entrate ha confermato l'esclusione dei suddetti dividendi dalla base imponibile dell'addizionale in occasione delle dichiarazioni dei redditi ancora da presentare. In relazione all'esito positivo dell'interpello, Eni ha proceduto a riliquidare l'imposta dovuta per l'esercizio 2012, mediante la presentazione di una dichiarazione integrativa e a liquidare l'addizionale dovuta per l'esercizio 2013 secondo la nuova modalità di calcolo. È confermata per la seconda rata dell'imposta relativa al 2009 e per gli esercizi 2010 e 2011 la validità delle richieste di rimborso già presentate. L'effetto a conto economico è stato un provento di €824 milioni (ai quali si aggiungono interessi per circa €40 milioni) che comprende anche le maggiori imposte versate negli esercizi passati delle quali è stata valutata la probabilità di rimborso in applicazione del principio internazionale IAS12. A dicembre 2014 l'Amministrazione finanziaria ha rimborsato l'importo chiesto da Eni per l'esercizio 2009.

Estero

(i) **Eni Angola Production BV.** Le Autorità fiscali dell'Angola contestano a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax. La società ha pagato le maggiori imposte oggetto di contestazione per gli anni 2002-2006 chiedendo il riconoscimento della propria posizione per gli esercizi suc-

cessivi. A tal fine ha presentato ricorso. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

(ii) **Indonesia.** L'Amministrazione Finanziaria indonesiana contesta a Lasmo Sanga Sanga Limited, società residente fiscalmente in UK, l'applicazione dell'aliquota del 10% relativa alla Branch Profit Tax ai sensi della convenzione contro le doppie imposizioni tra UK e Indonesia. L'Amministrazione ritiene si sarebbe dovuta applicare la ritenuta domestica del 20%. Gli importi richiesti e già versati ammontano a $148 milioni per maggiori imposte e interessi. La società ha presentato ricorso e ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

6. Contenziosi chiusi

(i) **Eni SpA, Polimeri Europa SpA (ora Versalis SpA) e Syndial SpA – Elastomeri.** La Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, aveva accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di €272,25 milioni, poi ridotta a €181,5 milioni, in solido a Eni e Versalis SpA (già Polimeri Europa) relativamente ad un'asserita intesa anticoncorrenziale nel settore degli elastomeri del tipo BR/E-SBR. In conclusione, essendosi definiti i giudizi relativi ai ricorsi presentati avverso la decisione della Commissione del 2006, avendo la Commissione archiviato il procedimento di rideterminazione della sanzione e avendo Eni/Versalis proceduto al definitivo pagamento della sanzione, i contenziosi direttamente inerenti la decisione della Commissione possono intendersi definitivamente conclusi.
Per quanto riguarda gli elastomeri denominati CR, il Tribunale di Prima Istanza UE, con una sentenza del dicembre 2012 aveva ridotto a circa €106 milioni l'ammenda, originariamente pari a €132,16 milioni, inflitta solidalmente a Polimeri Europa ed Eni dalla Commissione Europea in data 5 dicembre 2007 per aver dato luogo insieme ad altri operatori a un'intesa restrittiva della concorrenza. Il 5 marzo 2015 la Corte di Giustizia europea ha confermato la sentenza di primo grado chiudendo il procedimento in via definitiva.

(ii) **Eni SpA - Istruttoria per violazioni in materia di fatturazione clienti gas e luce.** Con la delibera 477/2013/S/Com del 31 ottobre 2013, pubblicata il 5 novembre 2013, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito "AEEGSI") ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Eni per asserite violazioni dell'articolo 5 della delibera 229/01 dell'AEEGSI in materia di periodicità di fatturazione nella vendita di gas ed energia elettrica, nonché ritardi nell'emissione delle fatture di chiusura per clienti che hanno cambiato fornitore. L'AEEGSI ha dichiarato ammissibili gli impegni presentati da Eni che hanno recepito alcune osservazioni presentate nella fase di market test e le indicazioni dell'AEEGSI. L'AEEGSI ha approvato e resi obbligatori gli impegni presentati da Eni e quindi chiuso, senza accertamento di alcun illecito o sanzione, l'istruttoria.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nei settori Exploration & Production e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi.

In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Nel 2013 ha preso il via la terza fase del sistema europeo di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione è rappresentato dalla vendita all'asta in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Il nuovo contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni.

Nell'esercizio 2014 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,16 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 8,80 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,36 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

37 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

Ricavi della gestione caratteristica
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	126.364	114.549	109.760
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	745	148	87
	127.109	**114.697**	**109.847**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Accise	13.823	12.650	12.289
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.177	2.018	1.586
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	4.422	5.459	5.191
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	2.010	1.909	1.804
	22.432	**22.036**	**20.870**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di €109.760 milioni (€126.364 milioni e €114.549 milioni rispettivamente nel 2012 e 2013) riguardano per €11.504 milioni (rispettivamente €10.935 milioni e €10.427 milioni nel 2012 e 2013) ricavi di commessa del settore Ingegneria & Costruzioni (Saipem) e comprendono corrispettivi aggiuntivi in corso di negoziazione (change orders e claims). L'importo cumulato dei corrispettivi aggiuntivi al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, ammontava rispettivamente a €1.018 milioni e a €801 milioni. Le valutazioni dei progetti con posizioni di corrispettivi aggiuntivi superiori a €50 milioni sono state supportate anche da pareri tecnico-legali di consulenti esterni.
I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 43 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.
I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi
Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	67	44	390
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	701	370	92
Locazioni e affitti di azienda	95	88	92
Indennizzi	56	65	44
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	69	35	37
Altri proventi (*)	560	785	446
	1.548	**1.387**	**1.101**

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

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di €92 milioni riguardano per €83 milioni asset del settore Exploration & Production.
Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

38 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	74.643	67.004	63.605
Costi per servizi	15.142	17.711	16.979
Costi per godimento di beni di terzi	3.440	3.678	4.080
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	856	850	494
Altri oneri	1.358	1.147	1.516
	95.439	**90.390**	**86.674**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(326)	(311)	(253)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(79)	(76)	(81)
	95.034	**90.003**	**86.340**

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €4 milioni (€6 milioni e €5 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).
I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a €186 milioni (€211 milioni e €197 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).
I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per €1.965 milioni (€1.432 milioni e €1.592 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e royalties su prodotti petroliferi estratti per €1.278 milioni (€1.555 milioni e €1.413 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).
Gli altri oneri di €1.516 milioni comprendono: (i) oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting per €409 milioni (€57 milioni e €50 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013); (ii) minusvalenze da vendita e da radiazione di attività materiali, immateriali e rami d'azienda per €160 milioni riferite per €144 milioni al settore Exploration & Production.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Pagabili entro:			
1 anno	722	706	606
da 2 a 5 anni	1.289	1.212	1.422
oltre 5 anni	560	349	957
	2.571	**2.267**	**2.985**

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.
Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €494 milioni (€856 milioni e €850 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €536 milioni (accantonamenti netti di €688 milioni e €222 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €177 milioni (accantonamenti netti di €67 milioni e €127 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Salari e stipendi	3.904	4.395	4.645
Oneri sociali	679	657	709
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	110	92	104
Altri costi	184	411	235
	4.877	**5.555**	**5.693**
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(182)	(194)	(295)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(55)	(60)	(61)
	4.640	**5.301**	**5.337**

Gli altri costi di €235 milioni (€184 milioni e €411 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) comprendono oneri per esodi agevolati per €10 milioni (€64 milioni e €279 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e oneri per programmi a contributi definiti per €110 milioni (€100 milioni e €109 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	2012		2013		2014	
(numero)	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	1.463	37	1.466	38	1.467	27
Quadri	12.936	143	13.368	156	13.727	136
Impiegati	37.135	824	39.067	860	40.052	633
Operai	23.427	805	25.882	809	27.545	559
	74.961	**1.809**	**79.783**	**1.863**	**82.791**	**1.355**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di stock option ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. A seguito della scadenza delle opzioni relative all'assegnazione 2008, del Piano di stock option 2006-2008, al 31 dicembre 2014 non ci sono piani di stock option ancora in essere.

L'evoluzione dei diritti di opzione è stata la seguente:

	2012			2013			2014		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato[a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato[a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato[a] (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**11.873.205**	**23,101**	**15,941**	**8.259.520**	**23,545**	**18,457**	**2.980.725**	**22,540**	**17,533**
Diritti esercitati nel periodo	(93.000)	16,576	16,873						
Diritti decaduti nel periodo	(3.520.685)	22,233	16,637	(5.278.795)	24,112	16,278	(2.980.725)	22,540	19,766
Diritti esistenti al 31 dicembre	**8.259.520**	**23,545**	**18,457**	**2.980.725**	**22,540**	**17,533**			
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**8.243.205**	**23,544**	**18,457**	**2.969.450**	**22,540**	**17,533**			

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Negli esercizi 2012, 2013 e 2014 non vi è alcun costo per i piani di stock option di competenza.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €40 milioni, €38 milioni e €43 milioni rispettivamente per il 2012, il 2013 e il 2014 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Salari e stipendi	24	25	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	11	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	3		6
	40	**38**	**43**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,2 milioni, €11,4 milioni e €10,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2012, 2013 e 2014.
I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,467 milioni, €0,474 milioni e €0,419 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2012, 2013 e 2014.
I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	25	(133)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(157)	(96)	278
	(158)	**(71)**	**145**

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.
I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario (proventi netti per €27 milioni nel 2014, oneri netti per €17 milioni e €8 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013); (ii) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity (proventi netti per €220 milioni nel 2014, oneri netti per €141 milioni e €91 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013); (iii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (proventi netti per €1 milione, €3 milioni e €31 milioni rispettivamente nel 2012, nel 2013 e nel 2014).
I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Ammortamenti:			
- attività materiali	7.443	7.454	8.187
- attività immateriali	2.207	1.976	1.789
	9.650	**9.430**	**9.976**
Svalutazioni:			
- attività materiali	1.600	2.116	1.540
- attività immateriali	2.375	507	53
	3.975	**2.623**	**1.593**
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(3)	(223)	(64)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(1)	(3)	(2)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(4)	(6)	(4)
	13.617	**11.821**	**11.499**

Gli ammortamenti e svalutazioni sono analizzati per settore di attività alla nota n. 43 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

39 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	7.208	5.732	6.459
Oneri finanziari	(8.327)	(6.653)	(7.710)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4	24
	(1.119)	**(917)**	**(1.227)**
Strumenti finanziari derivati	(252)	(92)	162
	(1.371)	**(1.009)**	**(1.065)**

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(729)	(742)	(759)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(257)	(181)	(163)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	24	49	28
- Interessi attivi verso banche	28	43	26
- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4	24
	(934)	**(827)**	**(844)**
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	7.015	5.485	6.177
- Differenze passive di cambio	(6.884)	(5.448)	(6.427)
	131	**37**	**(250)**
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	150	170	163
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	54	61	74
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[a]	(308)	(240)	(293)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(212)	(118)	(77)
	(316)	**(127)**	**(133)**
	(1.119)	**(917)**	**(1.227)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Opzioni	(26)	(41)	68
Strumenti finanziari derivati su valute	(138)	(91)	48
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(88)	40	46
	(252)	**(92)**	**162**

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €162 milioni (oneri per €252 milioni e €92 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. I proventi su opzioni di €68 milioni (oneri netti per €26 milioni e €41 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili in azioni Galp Energia SGPS SA per €45 milioni (oneri per €26 milioni e proventi per €14 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e in azioni Snam SpA per €23 milioni (oneri per €55 milioni nel 2013) determinati dalla riduzione della passività rilevata nell'esercizio precedente dovuta all'approssimarsi della scadenza e al prezzo di borsa delle azioni che rendono le opzioni out-of-the-money.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

40 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto
L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	451	313	215
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(250)	(105)	(86)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15)	14	(8)
	186	**222**	**121**

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 19 – Partecipazioni.
L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 43 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni
Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Dividendi	431	400	385
Plusvalenze nette da vendita	349	3.598	163
Altri proventi (oneri) netti	1.823	1.865	(179)
	2.603	**5.863**	**369**

I dividendi di €385 milioni riguardano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€247 milioni), Snam SpA (€43 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€22 milioni).
I dividendi relativi al 2013 di €400 milioni riguardavano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€224 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€43 milioni).
I dividendi relativi al 2012 di €431 milioni riguardavano principalmente Nigeria LNG Ltd (€331 milioni).
Le plusvalenze nette da vendite di €163 milioni riguardano: (i) per €96 milioni la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €77 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (ii) per €54 milioni la cessione del 20% (intera quota posseduta) del capitale sociale di South Stream Transport BV a Gazprom; (iii) per €9 milioni la cessione del 50% (intera quota posseduta) del capitale sociale di EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH ad EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Maggiori informazioni sulle cessioni sono indicate alla nota n. 19 – Partecipazioni.
Le plusvalenze nette da vendite relative al 2013 di €3.598 milioni riguardavano: (i) per €3.359 milioni la cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico a China National Petroleum Corporation (CNPC) che attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship; (ii) per €98 mi-

lioni la cessione dell'8,19% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €67 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iii) per €75 milioni la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iv) per €63 milioni la cessione del 49% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Super Octanos CA.
Le plusvalenze nette da vendite relative al 2012 di €349 milioni riguardavano per €311 milioni la cessione di Galp Energia SGPS SA ad Amorim Energia BV (5% del capitale sociale) e ad investitori istituzionali (4% del capitale sociale).
Gli altri oneri netti di €179 milioni comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA (oneri per €231 milioni al prezzo di €8,43 per azione) e di 288,7 milioni di azioni Snam SpA (proventi per €10 milioni al prezzo di €4,1 per azione). Tali partecipazioni sono valutate in base alla fair value option perché al servizio di prestiti obbligazionari convertibili. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Partecipazioni.
Gli altri proventi netti relativi al 2013 di €1.865 milioni comprendevano: (i) la rivalutazione del 60% (intera quota posseduta) della partecipazione in Artic Russia BV. La partecipazione in Artic Russia BV era classificata nelle attività destinate alla vendita e valutata al fair value per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Ciò ha determinato una plusvalenza da rivalutazione per valutazione al fair value di €1.682 milioni. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014; (ii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della Relazione finanziaria consolidata 2013 di 288,7 milioni di azioni Snam SpA e di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di due prestiti obbligazionari convertibili emessi rispettivamente per Snam il 18 gennaio 2013 e per Galp il 30 novembre 2012 per, rispettivamente, €158 milioni e €10 milioni di proventi.
Gli altri proventi netti relativi al 2012 di €1.823 milioni comprendevano: (i) un provento straordinario di €835 milioni derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza relativa; (ii) la rivalutazione alla quotazione di mercato alla data di perdita del collegamento (€865 milioni sul 28,34% del capitale Galp Energia SGPS SA) e il successivo adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio limitatamente all'8% delle azioni Galp per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di un prestito obbligazionario convertibile (proventi per €65 milioni); (iii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di un prestito obbligazionario convertibile emesso il 18 gennaio 2013 (proventi per €6 milioni).

41 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Imposte correnti:			
-imprese italiane	751	806	(541)
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	10.214	7.602	6.512
-altre imprese estere	464	312	313
	11.429	**8.720**	**6.284**
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	373	(198)	314
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	129	756	128
-altre imprese estere	(252)	(273)	(234)
	250	**285**	**208**
	11.679	**9.005**	**6.492**

I proventi d'imposta netti relativi alle imprese italiane di €541 milioni riguardano proventi IRES per €735 milioni, oneri IRAP per €37 milioni e oneri per imposte estere per €157 milioni. I proventi netti IRES di €735 milioni comprendono il provento d'imposta di €824 milioni determinato dall'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Lybian tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.
L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è dell'88,4% (70,2% e 64,5% rispettivamente nel 2012 e nel 2013) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 33,4% (44,0% e 43,2% rispettivamente nel 2012 e nel 2013) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 27,5% (38,0%[22] nel 2012 e nel 2013) (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (stessa aliquota nel 2012 e nel 2013) (IRAP) al valore netto della produzione.

(22) Nel 2012 e 2013 comprendeva l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia, cosiddetta Robin Tax, con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011). Tali aliquote addizionali non si applicano ad Eni SpA nel 2014 avendo chiuso l'esercizio 2013 in perdita. La Robin Tax è stata abrogata nel febbraio 2015 con sentenza della Corte Costituzionale per illegittimità con effetto "prospective" cioè senza alcun diritto di rimborso.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2012	2013	2014
Aliquota teorica	**44,0**	**43,2**	**33,4**
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	16,8	16,0	50,7
- effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	7,6	8,9	13,7
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	1,5	1,3	
- effetto rideterminazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009			(11,2)
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,3	(4,9)	1,8
	26,2	**21,3**	**55,0**
	70,2	**64,5**	**88,4**

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 49,2 punti percentuali (17,8 e 14,9 punti percentuali nel 2012 e nel 2013).
La svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di 13,7 punti percentuali comprende la svalutazione di attività per imposte anticipate delle società italiane di €976 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni pari a 6,8 punti percentuali) 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 pari a 6,5 punti percentuali) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale del febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso.
Nel 2014, le differenze permanenti e altre motivazioni di 1,8 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,7 punti percentuali relativo alla tassazione dei dividendi infragruppo.
Nel 2013, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 4,9 punti percentuali comprendono gli effetti relativi alla parziale non imponibilità della plusvalenza da cessione del 28,57% di Eni East Africa SpA (6,6 punti percentuali), la non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulle partecipate Galp Energia SGPS SA e Snam SpA (0,9 punti percentuali) e, in aumento, gli effetti relativi alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Gas Europeo (1,0 punti percentuali) e alla tassazione dei dividendi infragruppo (0,8 punti percentuali).
Nel 2012, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,3 punti percentuali comprendono l'effetto di 3,3 punti percentuali relativo alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Gas Europeo e, in diminuzione, 4,5 punti percentuali relativi alla non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulla partecipata Galp Energia SGPS SA.

42 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.
Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.764.007, di 3.622.797.043 e di 3.610.387.582 rispettivamente negli esercizi 2012, 2013 e 2014.
L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.
Al 31 dicembre 2012, 2013 e 2014 non ci sono azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione e, pertanto, il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile semplice coincide con il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile diluito.

		2012	2013	2014
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito		**3.622.764.007**	**3.622.797.043**	**3.610.387.582**
Utile netto di competenza Eni	(milioni di €)	**7.790**	**5.160**	**1.291**
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	**2,15**	**1,42**	**0,36**
Utile netto di competenza Eni - continuing operations	(milioni di €)	**4.200**	**5.160**	**1.291**
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	**1,16**	**1,42**	**0,36**
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations	(milioni di €)	**3.590**		
Utile per azione semplice e diluito	(ammontari in € per azione)	**0,99**		

43 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power[d]	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività[d] Snam	Altre attività[d] Altre	Utili interni	Totale	Discontinued operations[d] Snam	Discontinued operations[d] Elisioni infragruppo	Discontinued operations[d] Continuing operations
2012													
Ricavi netti della gestione caratteristica[a]	35.874	36.198	62.531	6.418	12.799	1.369	2.646	119	(75)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(20.322)	(2.038)	(2.962)	(411)	(1.109)	(1.242)	(1.274)	(40)					
Ricavi da terzi	15.552	34.160	59.569	6.007	11.690	127	1.372	79	(75)	128.481	(1.372)		127.109
Risultato operativo	18.470	(3.125)	(1.264)	(681)	1.453	(341)	1.679	(300)	208	16.099	(1.679)	788	15.208
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	40	457	93	22	36	140	72	68		928	(72)		856
Ammortamenti e svalutazioni	8.532	2.923	1.209	202	708	65	284	3	(25)	13.901	(284)		13.617
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	81	20	2	46	(1)	38	(1)		224	(38)		186
Attività direttamente attribuibili[b]	59.225	20.696	15.266	3.151	14.402	966		474	(776)	113.404			
Attività non direttamente attribuibili										26.788			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.159	951	72	50	179	6		36		3.453			
Passività direttamente attribuibili[c]	16.147	10.802	6.361	750	5.229	1.187		2.954	21	43.451			
Passività non direttamente attribuibili										34.324			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.307	213	898	172	1.011	152	756	14	38	13.561			
2013													
Ricavi netti della gestione caratteristica[a]	31.264	32.212	57.238	5.859	11.598	1.453		80	18				
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.218)	(1.225)	(2.897)	(289)	(1.018)	(1.339)		(39)					
Ricavi da terzi	13.046	30.987	54.341	5.570	10.580	114		41	18	114.697			
Risultato operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(399)		(337)	38	8.888			
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	61	314	100	65	76	178		77	(21)	850			
Ammortamenti e svalutazioni	7.829	2.098	978	139	721	61		20	(25)	11.821			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	71	5		2	7		8		222			
Attività direttamente attribuibili[b]	59.784	18.205	15.013	3.169	14.208	968		255	(793)	110.809			
Attività non direttamente attribuibili										27.532			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.730	999	74	148	166			36		3.153			
Passività direttamente attribuibili[c]	15.608	10.182	6.079	844	5.517	1.606		2.740	(86)	42.490			
Passività non direttamente attribuibili										34.802			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.475	229	672	314	902	190		21	(3)	12.800			
2014													
Ricavi netti della gestione caratteristica[a]	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378		78	54				
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.618)	(1.103)	(2.196)	(253)	(1.244)	(1.250)		(47)					
Ricavi da terzi	11.870	27.147	53.957	5.031	11.629	128		31	54	109.847			
Risultato operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)		(272)	398	7.917			
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	29	(26)	124	28	154	138		50	(3)	494			
Ammortamenti e svalutazioni	9.163	359	567	195	1.157	69		15	(26)	11.499			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	42	8	(4)	21			2		121			
Attività direttamente attribuibili[b]	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042		258	(486)	115.792			
Attività non direttamente attribuibili										30.415			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.959	772	73	155	120			36		3.115			
Passività direttamente attribuibili[c]	19.152	10.267	5.269	698	6.171	1.243		2.660	(165)	45.295			
Passività non direttamente attribuibili										38.703			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.524	172	537	282	694	83		30	(82)	12.240			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.
(d) I risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

Le nuove disposizioni dell'IFRS 10 e 11 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del 2013.
Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie rilasciate a Syndial sono riportati nelle "Altre attività".
I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica
Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2012								
Attività direttamente attribuibili[a]	31.424	15.288	11.084	7.207	14.828	31.699	1.874	113.404
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.926	1.263	1.626	1.184	1.663	4.725	174	13.561
2013								
Attività direttamente attribuibili[a]	28.619	14.513	7.992	8.683	17.921	31.300	1.781	110.809
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.044	1.089	1.553	1.506	1.799	4.556	253	12.800
2014								
Attività direttamente attribuibili[a]	26.516	15.086	8.703	8.456	20.424	34.868	1.739	115.792
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.785	853	1.407	1.196	1.974	4.864	161	12.240

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2012	2013	2014
Italia	33.860	31.949	29.621
Resto dell'Unione Europea	35.909	31.629	29.933
Resto dell'Europa	9.645	11.462	12.434
America	15.244	7.752	8.944
Asia	16.394	18.608	16.257
Africa	14.710	12.073	11.640
Altre aree	1.347	1.224	1.018
	127.109	**114.697**	**109.847**

44 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

(a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;

(b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;

(c) il rapporto intrattenuto con Vodafone Omnitel BV correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti, regolati alle condizioni di mercato, riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €16 milioni e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni;

(d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014" che si considera parte integrante delle presenti note.

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

Esercizio 2012

(€ milioni)

	31.12.2012			2012					
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
ACAM Clienti SpA	19	1	2				65	1		
Agiba Petroleum Co	3	67			96					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					86					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH & Co KG	9						84			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	51	51			51			85		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	66	19	6.122		5			16		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	60						287			
Gaz de Bordeaux SAS							56			
InAgip doo	54	10			24		53	1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	28	56		1.331	244	14	5	8		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	1			2			7		
Mellitah Oil & Gas BV	7	47			166		5	12		
Petrobel Belayim Petroleum Co	31	328			585			79		
Toscana Energia SpA					86				1	
Unión Fenosa Gas SA	2	3	57			6	120		1	
Altre(*)	239	94	73	45	420	11	229	121	8	
	623	**677**	**6.254**	**1.376**	**1.765**	**31**	**904**	**330**	**10**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	236	172			605	2		1.064	5	
Eni BTC Ltd			154							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	54	3	4					7	7	
Altre(*)	14	59	2	7	50	4	17	3	7	
	304	**234**	**160**	**7**	**655**	**6**	**17**	**1.074**	**19**	
	927	**911**	**6.414**	**1.383**	**2.420**	**37**	**921**	**1.404**	**29**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	16	8		4	554		55	90	1	(7)
Gruppo Finmeccanica	22	47		13	68		17			
Gruppo Snam	182	482	46	13	558	2	102	26	1	
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	66		627		58	777	18	12	
Gruppo Terna	45	61		156	126	12	87	67	14	17
Altre(*)	42	29			59	3	57	1		
	393	**693**	**46**	**813**	**1.365**	**75**	**1.095**	**202**	**28**	**10**
Fondi pensione e fondazioni		**1**				**21**				
	1.320	**1.605**	**6.460**	**2.196**	**3.785**	**133**	**2.016**	**1.606**	**57**	**10**
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA								1	1	
Toscana Energia SpA								1		
Altre(*)								1		
								3	**1**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					87			295		
Altre(*)						1		3	1	
					87	**1**		**298**	**1**	
					87	**1**		**301**	**2**	
Totale	**1.320**	**1.605**	**6.460**	**2.196**	**3.872**	**134**	**2.016**	**1.907**	**59**	**10**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2013

(€ milioni)

	31.12.2013			2013						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	1	69			132					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	78	165			127			168		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	16	6.122		2			44		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33						165	1		
InAgip doo	57	22			63			34		
Karachaganak Petroleum Operating BV	26	220		1.218	275	4		19		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	55	5			2	1		6		
Mellitah Oil & Gas BV	7	61		16	215			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	360			570			47		
Petromar Lda	71	7	29		6	1		69		
PetroSucre SA	57							1		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1			1		254			
Unión Fenosa Gas SA	2	1	57			32	17	2	1	
Altre[*]	123	182	18	79	314	7	150	80	9	
	607	**1.109**	**6.226**	**1.313**	**1.707**	**45**	**586**	**474**	**10**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	115	153			506	16		541	4	
Eni BTC Ltd			147							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	62	1	10					2		
Altre[*]	14	56	2	6	45	4	13	8	5	
	191	**210**	**159**	**6**	**551**	**20**	**13**	**551**	**9**	
	798	**1.319**	**6.385**	**1.319**	**2.258**	**65**	**599**	**1.025**	**19**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	134	29		2	848		78	109	2	49
Gruppo Snam	337	564	13	38	2.038	4	792	87	1	
Gruppo Terna	43	58		124	149	13	118	38	2	19
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	135		811		96	265	21	9	
Altre[*]	47	70		7	107	4	48	4		
	647	**856**	**13**	**982**	**3.142**	**117**	**1.301**	**259**	**14**	**68**
Fondi pensione e fondazioni		**2**			**4**	**51**				
Totale	**1.445**	**2.177**	**6.398**	**2.301**	**5.404**	**233**	**1.900**	**1.284**	**33**	**68**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2014

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014			2014						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	2	60			169					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	120	152			159			216		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	23	12	6.122		3			14		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH							134	2		
InAgip doo	52	11			44		1	7		
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	233		1.246	320	22		20		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	68	15			10			9		
Mellitah Oil & Gas BV	98	58		10	235			7		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	375			603			85		
Petromar Lda	93	4	21		1	1		61		
South Stream Transport BV								495	1	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1					157			
Unión Fenosa Gas SA			57		1	1				
Altre(*)	122	67		17	182	18	95	92	15	
	668	**988**	**6.200**	**1.273**	**1.727**	**42**	**387**	**1.008**	**16**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV					342	7		187	2	
Eni BTC Ltd			167							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	61	1	10					3		
Altre(*)	13	52	1		13		4	2	4	
	74	**53**	**178**		**355**	**7**	**4**	**192**	**6**	
	742	**1.041**	**6.378**	**1.273**	**2.082**	**49**	**391**	**1.200**	**22**	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	156	122			933		181	133	1	183
Gruppo Snam	147	585	7	155	1.867	5	235	72		13
Gruppo Terna	33	65		89	154	7	120	35	44	12
GSE - Gestore Servizi Energetici	88	124		580	2	60	172	14		
Altre(*)	44	93		8	111	3	45	6	2	
	468	**989**	**7**	**832**	**3.067**	**75**	**753**	**260**	**47**	**208**
Fondi pensione e fondazioni		**2**			**4**	**61**				
Totale	**1.210**	**2.032**	**6.385**	**2.105**	**5.153**	**185**	**1.144**	**1.460**	**69**	**208**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente a Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e ad Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- la fornitura di gas all'estero alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA. I rapporti verso la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH sono riportati fino al 5 agosto 2014, data di cessione a terzi;
- i rapporti verso InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Suporte Logistico Lda e Petromar Lda e, limitatamente a Petromar Lda, le garanzie rilasciate per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- le prestazioni di servizi alla società South Stream Transport BV per attività di ingegneria, installazione e costruzione della prima linea del gasdotto sottomarino South Stream;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali, servizi di trasporto e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il Gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nonchè la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Energetici.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:
- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €61 milioni;
- i contributi erogati alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €4 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

Esercizio 2012

(€ milioni)

	31.12.2012			2012		
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Continuing operations						
Joint venture e imprese collegate						
CARDÓN IV SA	80				3	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
Société Centrale Electrique du Congo SA	92		5			
Altre(*)	405	105	7	1	18	
	577	**105**	**96**	**1**	**21**	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre(*)	58	49	1	1		
	58	**49**	**1**	**1**		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6	
Gruppo Snam	141				1	
	1.024				**7**	
	1.659	**154**	**97**	**2**	**28**	
Discontinued operations						
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						2.019
						2.019
Totale	**1.659**	**154**	**97**	**2**	**28**	**2.019**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2013

(€ milioni)

	31.12.2013			2013	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	236				10
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Matrìca SpA	100				4
Shatskmorneftegaz Sarl	51			13	
Société Centrale Electrique du Congo SA	74		5		
Unión Fenosa Gas SA		120			
Altre(*)	281	86	15	72	23
	742	**206**	**170**	**85**	**37**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre(*)	59	57	1		1
	59	**57**	**1**		**1**
Imprese controllate dallo Stato					
Altre(*)		1			3
		1			**3**
Totale	**801**	**264**	**171**	**85**	**41**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2014

(€ milioni)

	31.12.2014			2014	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	621				29
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		6
Matrìca SpA	200				5
Société Centrale Electrique du Congo SA	84		2		
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre(*)	84	13	19	55	4
	989	**103**	**171**	**55**	**44**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre(*)	68	73	2		1
	68	**73**	**2**		**1**
Imprese controllate dallo Stato					
Altre(*)		5			1
		5			**1**
Totale	**1.057**	**181**	**173**	**55**	**46**

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:
- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Unión Fenosa Gas SA;
- il finanziamento concesso alla società CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse della società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- il finanziamento concesso alla società Matrìca SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013			31.12.2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	28.618	2.594	9,06	28.890	1.869	6,47	28.601	1.973	6,90
Altre attività correnti	1.617	8	0,49	1.325	15	1,13	4.385	43	0,98
Altre attività finanziarie non correnti	913	334	36,58	858	320	37,30	1.022	239	23,39
Altre attività non correnti	4.398	43	0,98	3.676	42	1,14	2.773	12	0,43
Passività finanziarie a breve termine	2.032	154	7,58	2.553	264	10,34	2.716	181	6,66
Debiti commerciali e altri debiti	23.666	1.583	6,69	23.701	2.160	9,11	23.703	1.954	8,24
Altre passività correnti	1.418	6	0,42	1.437	17	1,18	4.489	58	1,29
Altre passività non correnti	2.598	16	0,62	2.259			2.285	20	0,88

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2012			2013			2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	127.109	3.622	2,85	114.697	3.184	2,78	109.847	2.604	2,37
Altri ricavi e proventi	1.548	57	3,68	1.387	33	2,38	1.101	69	6,27
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	95.034	6.093	6,41	90.003	7.897	8,77	86.340	7.382	8,55
Costo lavoro	4.640	21	0,45	5.301	41	0,77	5.337	61	1,14
Altri proventi (oneri) operativi	(158)	10	..	(71)	68	..	145	208	..
Proventi finanziari	7.208	28	0,39	5.732	41	0,72	6.459	46	0,71
Oneri finanziari	8.327	2	0,02	6.653	85	1,28	7.710	55	0,71
Discontinued operations									
Totale ricavi	1.886	303	16,07						
Costi operativi	995	88	8,84						
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.508	2.019	57,55						

Le operazioni con parti correlate fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Ricavi e proventi	3.679	3.217	2.673
Costi e oneri	(4.864)	(6.731)	(6.262)
Altri proventi (oneri) operativi	10	68	208
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(183)	495	132
Interessi	26	40	46
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	**(1.332)**	**(2.911)**	**(3.203)**
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	**215**		
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(1.117)**	**(2.911)**	**(3.203)**
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.250)	(1.207)	(1.181)
Disinvestimenti in partecipazioni	3.517		
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	261	(13)	(114)
Variazione crediti finanziari	(1.043)	830	(163)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**1.485**	**(390)**	**(1.458)**
Variazione debiti finanziari	(93)	119	(99)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(93)**	**119**	**(99)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**275**	**(3.182)**	**(4.760)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2012			2013			2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.567	(1.117)	..	11.026	(2.911)	..	15.110	(3.203)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(8.377)	1.485	..	(10.981)	(390)	3,55	(8.943)	(1.458)	16,30
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.071	(93)	..	(2.510)	119	..	(5.062)	(99)	1,96

45 Altre informazioni sulle partecipazioni[23]

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al Gruppo Saipem controllato di fatto da Eni per effetto dell'ampia diffusione dell'azionariato di minoranza della capogruppo Saipem SpA. Le percentuali di possesso del non controlling interest corrispondono ai diritti di voto assembleari.

(€ milioni)	2013	2014
	Gruppo Saipem	Gruppo Saipem
Non controlling interest (%)	**56,89%**	**56,89%**
Attività correnti	7.763	8.632
Attività non correnti	9.129	8.996
Passività correnti	8.769	9.605
Passività non correnti	3.349	3.828
Ricavi	11.598	12.873
Utile (perdita) netto dell'esercizio	(349)	(621)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	(435)	(555)
Flusso di cassa netto da attività operativa	455	1.198
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(506)	(699)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	153	(214)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	60	305
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	(190)	(345)
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	245	45

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi è di €2.455 milioni, di cui €2.398 milioni relativo al gruppo Saipem (€2.839 milioni al 31 dicembre 2013, di cui €2.748 milioni relativo al gruppo Saipem).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel corso del 2014 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

Nel corso del 2013 è stato acquistato il 45,27% della controllata Tigáz Zrt per un corrispettivo di €28 milioni. Il patrimonio netto a valore di libro acquisito è stato di €32 milioni con un minor costo di €4 milioni.

(23) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2014 è indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014".

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2014

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
CARDÓN IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Joint operation					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	71,43	71,43
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	26,00	26,00
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	Exploration & Production	33,33	33,33

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2013				2014			
	CARDÓN IV SA	**Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE**	**Unión Fenosa Gas SA**	**Altre non rilevanti**	**CARDÓN IV SA**	**Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE**	**Unión Fenosa Gas SA**	**Altre non rilevanti**
Attività correnti	341	61	751	1.740	871	43	715	939
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*32*	*31*	*92*	*258*	*43*	*25*	*87*	*361*
Attività non correnti	916	213	1.352	880	1.674	208	1.246	1.439
Totale attività	**1.257**	**274**	**2.103**	**2.620**	**2.545**	**251**	**1.961**	**2.378**
Passività correnti	907	8	304	1.968	2.089	24	270	1.469
- di cui passività finanziarie correnti	*492*		*78*	*290*	*1.248*		*62*	*408*
Passività non correnti	146		900	93	164		732	188
- di cui passività finanziarie non correnti			*803*	*25*			*647*	*31*
Totale passività	**1.053**	**8**	**1.204**	**2.061**	**2.253**	**24**	**1.002**	**1.657**
Net equity	**204**	**266**	**899**	**559**	**292**	**227**	**959**	**721**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	50,00%	49,00%	50,00%		50,00%	49,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	**102**	**130**	**547**	**262**	**146**	**111**	**577**	**346**
Ricavi e altri proventi operativi		130	1.586	1.899		117	1.619	1.174
Costi operativi	(9)	(88)	(1.413)	(1.759)	(7)	(80)	(1.463)	(918)
Ammortamenti e svalutazioni	(1)	(13)	(55)	(241)	(2)	(14)	(50)	(284)
Risultato operativo	**(10)**	**29**	**118**	**(101)**	**(9)**	**23**	**106**	**(28)**
Proventi (oneri) finanziari	(16)	1	(28)	267	63	1	(34)	14
Proventi (oneri) su partecipazioni			12	(9)			26	(20)
Risultato ante imposte	**(26)**	**30**	**102**	**157**	**54**	**24**	**98**	**(34)**
Imposte sul reddito	68	(7)	(26)	(108)	2	(6)	(14)	(97)
Risultato netto	**42**	**23**	**76**	**49**	**56**	**18**	**84**	**(131)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(9)		4	(49)	33		22	45
Totale utile complessivo	**33**	**23**	**80**	**0**	**89**	**18**	**106**	**(86)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**21**	**11**	**38**	**31**	**28**	**9**	**42**	**26**
Dividendi percepiti dalla joint venture		**11**		**36**		**10**	**23**	**65**

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2013					2014			
	Angola LNG Ltd	EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	PetroSucre SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti	Angola LNG Ltd	PetroSucre SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	241	328	883	255	973	318	1.503	361	1.232
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	*108*	*68*	*59*	*83*	*274*	*167*	*5*	*171*	*124*
Attività non correnti	8.109	414	788	144	1.629	9.389	736	137	635
Totale attività	**8.350**	**742**	**1.671**	**399**	**2.602**	**9.707**	**2.239**	**498**	**1.867**
Passività correnti	234	263	935	92	983	484	1.515	167	1.118
- di cui passività finanziarie correnti		*254*			*125*				*86*
Passività non correnti	269	137	71	20	318	210	67	24	202
- di cui passività finanziarie non correnti					*21*				*46*
Totale passività	**503**	**400**	**1.006**	**112**	**1.301**	**694**	**1.582**	**191**	**1.320**
Net equity	**7.847**	**342**	**665**	**287**	**1.301**	**9.013**	**657**	**307**	**547**
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	50,00%	26,00%	33,33%		13,60%	26,00%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	**1.067**	**179**	**173**	**96**	**373**	**1.226**	**171**	**102**	**208**
Ricavi e altri proventi operativi	194	1.678	911	312	1.272		824	229	1.391
Costi operativi	(413)	(1.619)	(621)	(54)	(1.191)	(237)	(554)	(64)	(1.333)
Ammortamenti e svalutazioni		(24)	(148)	(32)	(79)		(214)	(23)	(63)
Risultato operativo	**(219)**	**35**	**142**	**226**	**2**	**(237)**	**56**	**142**	**(5)**
Proventi (oneri) finanziari	(16)		46		7	(14)	(6)	3	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni					1				7
Risultato ante imposte	**(235)**	**35**	**188**	**226**	**10**	**(251)**	**50**	**145**	
Imposte sul reddito	(76)	(7)	(20)	(58)	(12)		(27)	(50)	(14)
Risultato netto	**(311)**	**28**	**168**	**168**	**(2)**	**(251)**	**23**	**95**	**(14)**
Altre componenti dell'utile complessivo	(352)		(32)	(13)	(10)	1.075	82	37	3
Totale utile complessivo	**(663)**	**28**	**136**	**155**	**(12)**	**824**	**105**	**132**	**(11)**
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	**(42)**	**14**	**44**	**56**	**25**	**(34)**	**6**	**32**	**(6)**
Dividendi percepiti dalla collegata			**105**	**60**	**30**		**29**	**36**	**13**

46 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2012, 2013 e 2014 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

47 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2012, 2013 e 2014 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

48 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	13.465	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	87.322
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	385	428	2.835	37	1.441	1.419	190	6.766
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	269	37	1.370	992	78	90	57	12	2.905
Immobilizzazioni in corso	799	2.803	1.105	1.851	6.069	634	669	24	13.954
Costi capitalizzati lordi	**14.564**	**15.722**	**21.140**	**27.532**	**8.535**	**8.769**	**12.797**	**1.888**	**110.947**
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.241)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	(62.152)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a][b]	**4.323**	**7.141**	**9.770**	**11.970**	**7.535**	**2.500**	**4.391**	**1.165**	**48.795**
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	34		438	429		980
Attività relative a riserve probabili e possibili		52				74			126
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	3		11
Immobilizzazioni in corso		20	4	1.059			378		1.461
Costi capitalizzati lordi		**74**	**88**	**1.093**		**513**	**810**		**2.578**
Fondi ammortamento e svalutazione		(56)	(67)			(405)	(145)		(673)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**18**	**21**	**1.093**		**108**	**665**		**1.905**
2014									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	14.862	13.754	21.549	27.697	2.917	8.827	13.050	1.825	104.481
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	399	493	3.263	43	1.590	1.588	214	7.621
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	346	42	1.569	1.164	94	35	66	13	3.329
Immobilizzazioni in corso	816	3.527	1.411	2.988	7.140	690	819	120	17.511
Costi capitalizzati lordi	**16.055**	**17.722**	**25.022**	**35.112**	**10.194**	**11.142**	**15.523**	**2.172**	**132.942**
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.154)	(9.519)	(14.335)	(20.039)	(1.241)	(8.042)	(10.605)	(1.009)	(75.944)
Costi capitalizzati netti società consolidate[a][b]	**4.901**	**8.203**	**10.687**	**15.073**	**8.953**	**3.100**	**4.918**	**1.163**	**56.998**
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	24		539	549		1.191
Attività relative a riserve probabili e possibili		31				84			115
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	4		12
Immobilizzazioni in corso		12	5	1.241			776		2.034
Costi capitalizzati lordi		**45**	**89**	**1.265**		**624**	**1.329**		**3.352**
Fondi ammortamento e svalutazione		(39)	(69)			(522)	(230)		(860)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate[a][b]		**6**	**20**	**1.265**		**102**	**1.099**		**2.492**

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €715 milioni nel 2013 e per €868 milioni nel 2014 per le società consolidate e per €12 milioni nel 2013 e €46 milioni nel 2014 per le società in joint venture e collegate.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti, relativi principalmente ad attività di esplorazione, delle società consolidate pari a €4.378 milioni nel 2013 e €4.786 milioni nel 2014 e per le società in joint venture e collegate pari a €86 milioni nel 2013 e €123 milioni nel 2014.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo[a]	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	**1.077**	**2.636**	**1.608**	**3.415**	**765**	**895**	**1.153**	**112**	**11.661**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo[b]		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**32**	**9**	**128**		**192**	**154**		**515**
2013									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			64						64
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			45						45
Costi di ricerca	32	357	95	757	1	233	110	84	1.669
Costi di sviluppo[a]	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
Totale costi sostenuti società consolidate	**729**	**2.212**	**969**	**3.374**	**601**	**952**	**1.251**	**141**	**10.229**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo[b]		1	5	39		353	318		716
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**6**	**8**	**39**		**434**	**319**		**806**
2014									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	29	188	227	635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo[a]	1.382	2.395	955	3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
Totale costi sostenuti società consolidate	**1.411**	**2.583**	**1.182**	**4.114**	**572**	**1.278**	**1.308**	**142**	**12.590**
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		2				33	1		36
Costi di sviluppo[b]			1	22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		**2**	**1**	**22**		**71**	**376**		**472**

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €1.381 milioni nel 2012, decrementi per €191 milioni nel 2013 e costi per €2.062 milioni nel 2014.
(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €63 milioni nel 2012, per €10 milioni nel 2013 e decrementi per €47 milioni nel 2014.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	**3.762**	**3.892**	**11.467**	**8.283**	**1.827**	**1.812**	**1.720**	**758**	**33.521**
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(777)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.610)
Altri (oneri) proventi	(201)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	(1.603)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**2.143**	**2.278**	**8.247**	**3.374**	**1.722**	**461**	**30**	**292**	**18.547**
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**1.224**	**754**	**3.053**	**866**	**986**	**285**	**16**	**128**	**7.312**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		**2**	**20**	**44**		**144**	**300**		**510**
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(61)**	**5**	**(33)**		**75**	**62**		**48**
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate[b]		**(61)**	**2**	**(29)**		**39**	**24**		**(25)**

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.
(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €610 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €10 milioni.

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	16.806
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	12.752
Totale ricavi	**3.784**	**3.172**	**10.064**	**7.119**	**1.571**	**1.734**	**1.630**	**484**	**29.558**
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	(3.566)
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	(1.416)
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	(1.736)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(907)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.994)
Altri (oneri) proventi	(277)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.880)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.851**	**1.755**	**6.802**	**2.207**	**1.162**	**603**	**324**	**262**	**14.966**
Imposte sul risultato	(872)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.701)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**979**	**749**	**2.521**	**505**	**766**	**425**	**207**	**113**	**6.265**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			20	26		199	243		488
Totale ricavi			**20**	**26**		**199**	**243**		**488**
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		(96)
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		(131)
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		(37)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		(107)
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		(62)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(13)**	**6**	**(30)**		**64**	**28**		**55**
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		(19)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate[b]		**(13)**	**2**	**(40)**		**29**	**58**		**36**

(a) Include svalutazioni di attività per €15 milioni.
(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €295 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €6 milioni.

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.558
Totale ricavi	**3.028**	**3.317**	**9.425**	**6.085**	**1.322**	**1.363**	**1.820**	**366**	**26.726**
Costi operativi	(423)	(687)	(694)	(935)	(208)	(223)	(357)	(124)	(3.651)
Imposte sulla produzione	(293)		(291)	(648)		(33)		(15)	(1.280)
Costi di ricerca	(29)	(227)	(207)	(706)		(185)	(189)	(46)	(1.589)
Ammortamenti e svalutazioni[a]	(818)	(1.083)	(1.288)	(2.010)	(91)	(850)	(1.181)	(172)	(7.493)
Altri (oneri) proventi	(184)	(96)	(773)	(358)	(251)	(117)	(78)	(30)	(1.887)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.281**	**1.224**	**6.172**	**1.428**	**772**	**(45)**	**15**	**(21)**	**10.826**
Imposte sul risultato	(351)	(803)	(3.928)	(1.273)	(291)	(112)	(6)	(16)	(6.780)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate[b]	**930**	**421**	**2.244**	**155**	**481**	**(157)**	**9**	**(37)**	**4.046**
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
Totale ricavi			**19**			**87**	**232**		**338**
Costi operativi			(11)			(11)	(27)		(49)
Imposte sulla produzione			(3)				(94)		(97)
Costi di ricerca		(8)				(45)	(1)		(54)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(44)	(60)		(106)
Altri (oneri) proventi		(1)	1	(32)		(3)	(42)		(77)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		**(10)**	**5**	**(32)**		**(16)**	**8**		**(45)**
Imposte sul risultato			(4)			(23)	(17)		(44)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate[b]		**(10)**	**1**	**(32)**		**(39)**	**(9)**		**(89)**

(a) Include svalutazioni di attività per €690 milioni.
(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €5 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €24 milioni.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.
Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).
Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.
Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.
Nel 2014 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 101 $/barile.
Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.
Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.
Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.
Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.
Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione[24] 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 indipendenti[25]. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.
Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2014 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton[25] 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 2014[26].
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).
Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 47%, il 51% e il 50% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,1%, l'1% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.
I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.
Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2012, 2013 e 2014.

(24) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.
(25) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2014".
(26) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
di cui: sviluppate	*184*	*195*	*622*	*483*	*215*	*34*	*92*	*25*	*1.850*
non sviluppate	*75*	*177*	*295*	*187*	*438*	*72*	*40*		*1.284*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	**227**	**351**	**904**	**672**	**670**	**82**	**154**	**24**	**3.084**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
di cui: sviluppate			*16*	*4*			*25*		*45*
non sviluppate			*1*	*18*		*110*	*126*		*255*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(7)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			**17**	**16**		**114**	**119**		**266**
Riserve al 31 dicembre 2012	**227**	**351**	**921**	**688**	**670**	**196**	**273**	**24**	**3.350**
Sviluppate	**165**	**180**	**601**	**456**	**203**	**49**	**128**	**24**	**1.806**
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	**62**	**171**	**320**	**232**	**467**	**147**	**145**		**1.544**
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate				16		106	100		222

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	*227*	351	904	*672*	*670*	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	*165*	*180*	*584*	*456*	*203*	*41*	*109*	*24*	*1.762*
non sviluppate	*62*	*171*	*320*	*216*	*467*	*41*	*45*		*1.322*
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	**220**	**330**	**830**	**723**	**679**	**128**	**147**	**22**	**3.079**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012			*17*	16		114	119		266
di cui: sviluppate			*17*			*8*	*19*		*44*
non sviluppate				*16*		*106*	*100*		*222*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2013			**16**	**15**		**1**	**116**		**148**
Riserve al 31 dicembre 2013	**220**	**330**	**846**	**738**	**679**	**129**	**263**	**22**	**3.227**
Sviluppate	**177**	**179**	**577**	**465**	**295**	**38**	**115**	**20**	**1.866**
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate	**43**	**151**	**269**	**273**	**384**	**91**	**148**	**2**	**1.361**
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	*177*	*179*	*561*	*465*	*295*	*38*	*96*	*20*	*1.831*
non sviluppate	*43*	*151*	*269*	*258*	*384*	*90*	*51*	*2*	*1.248*
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	(7)	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	(27)	(34)	(91)	(84)	(19)	(13)	(27)	(2)	(297)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	**243**	**331**	**776**	**739**	**697**	**131**	**147**	**13**	**3.077**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
di cui: sviluppate			*16*				*19*		*35*
non sviluppate				*15*		*1*	*97*		*113*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)	(1)			(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			**14**	**17**		**1**	**117**		**149**
Riserve al 31 dicembre 2014	**243**	**331**	**790**	**756**	**697**	**132**	**264**	**13**	**3.226**
Sviluppate	**184**	**174**	**534**	**477**	**306**	**64**	**142**	**12**	**1.893**
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	**59**	**157**	**256**	**279**	**391**	**68**	**122**	**1**	**1.333**
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

	Italia[a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
di cui: sviluppate	*55.989*	*28.156*	*86.929*	*40.699*	*41.917*	*14.958*	*10.887*	*13.909*	*293.444*
non sviluppate	*14.531*	*12.204*	*88.374*	*14.487*	*4.725*	*4.447*	*5.812*	*3.194*	*147.774*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	**46.201**	**37.317**	**157.418**	**58.341**	**57.701**	**15.925**	**12.709**	**16.197**	**401.809**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
di cui: sviluppate		*3*	*498*	*108*		*665*	*237*		*1.511*
non sviluppate		*47*	*70*	*9.472*		*85.215*	*36.778*		*131.582*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		22.476
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		(923)
Cessioni				(99)			(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012		**2**	**460**	**10.007**		**86.183**	**95.006**		**191.658**
Riserve al 31 dicembre 2012	**46.201**	**37.319**	**157.878**	**68.348**	**57.701**	**102.108**	**107.715**	**16.197**	**593.467**
Sviluppate	**37.512**	**26.186**	**77.473**	**40.477**	**39.686**	**21.926**	**9.617**	**13.003**	**265.880**
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
joint venture e collegate		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	**8.689**	**11.133**	**80.405**	**27.871**	**18.015**	**80.182**	**98.098**	**3.194**	**327.587**
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
di cui: sviluppate	*37.512*	*26.184*	*77.013*	*40.477*	*39.686*	*10.538*	*9.453*	*13.003*	*253.866*
non sviluppate	*8.689*	*11.133*	*80.405*	*17.864*	*18.015*	*5.387*	*3.256*	*3.194*	*147.943*
Acquisizioni			130						130
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	(93)	2.951	4.008	8.945	42.331
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		7.855
Produzione	(6.514)	(4.440)	(17.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	(42.722)
Cessioni		(480)							(480)
Riserve al 31 dicembre 2013	**43.329**	**35.341**	**148.162**	**67.202**	**55.402**	**21.089**	**14.397**	**24.001**	**408.923**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
di cui: sviluppate		*2*	*460*			*11.388*	*164*		*12.014*
non sviluppate				*10.007*		*74.795*	*94.842*		*179.644*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		(77)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		(1.924)
Cessioni						(84.128)			(84.128)
Riserve al 31 dicembre 2013			**421**	**9.350**		**803**	**94.955**		**105.529**
Riserve al 31 dicembre 2013	**43.329**	**35.341**	**148.583**	**76.552**	**55.402**	**21.892**	**109.352**	**24.001**	**514.452**
Sviluppate	**35.835**	**25.587**	**69.282**	**36.666**	**42.144**	**8.483**	**8.920**	**15.894**	**242.811**
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
joint venture e collegate			418			382	151		951
Non sviluppate	**7.494**	**9.754**	**79.301**	**39.886**	**13.258**	**13.409**	**100.432**	**8.107**	**271.641**
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
di cui: sviluppate	*35.835*	*25.587*	*68.864*	*36.666*	*42.144*	*8.101*	*8.769*	*15.894*	*241.860*
non sviluppate	*7.494*	*9.754*	*79.298*	*30.536*	*13.258*	*12.988*	*5.628*	*8.107*	*167.063*
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	(37)	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(17.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2014	**40.484**	**33.196**	**149.869**	**77.651**	**58.013**	**23.978**	**13.246**	**22.821**	**419.258**
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
di cui: sviluppate			*418*			*382*	*151*		*951*
non sviluppate			*3*	*9.350*		*421*	*94.804*		*104.578*
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			53	713		(54)	(3)		709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(55)	(106)		(239)	(9)		(409)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			**419**	**9.957**		**510**	**94.943**		**105.829**
Riserve al 31 dicembre 2014	**40.484**	**33.196**	**150.288**	**87.608**	**58.013**	**24.488**	**108.189**	**22.821**	**525.087**
Sviluppate	**33.754**	**25.125**	**60.170**	**38.520**	**43.966**	**7.666**	**11.286**	**19.102**	**239.589**
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	**6.730**	**8.071**	**90.118**	**49.088**	**14.047**	**16.822**	**96.903**	**3.719**	**285.498**
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2012, 2013 e 2014. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**20.756**	**23.211**	**81.376**	**35.261**	**40.141**	**3.053**	**6.986**	**3.839**	**214.623**
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**13.845**	**8.148**	**37.120**	**13.913**	**29.848**	**2.150**	**4.080**	**2.658**	**111.762**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.326**	**5.518**	**20.581**	**8.937**	**11.905**	**1.654**	**2.743**	**1.628**	**61.292**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			**438**	**2.917**		**3.412**	**10.566**		**17.333**
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			**402**	**1.626**		**2.617**	**4.837**		**9.482**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			**196**	**664**		**870**	**1.216**		**2.946**
Totale	**8.326**	**5.518**	**20.777**	**9.601**	**11.905**	**2.524**	**3.959**	**1.628**	**64.238**
31 dicembre 2013									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**17.986**	**20.281**	**67.967**	**35.205**	**38.237**	**4.651**	**6.287**	**3.598**	**194.212**
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.387)	(1.093)	(89.710)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**12.210**	**7.535**	**32.080**	**14.714**	**28.298**	**3.260**	**3.900**	**2.505**	**104.502**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**7.162**	**5.425**	**17.753**	**9.095**	**11.314**	**1.577**	**2.547**	**1.304**	**56.177**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		22.066
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			**343**	**2.491**		**151**	**9.473**		**12.458**
Imposte sul reddito future			(20)	(1.617)		(61)	(4.156)		(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			**323**	**874**		**90**	**5.317**		**6.604**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			**148**	**473**		**70**	**1.636**		**2.327**
Totale	**7.162**	**5.425**	**17.901**	**9.568**	**11.314**	**1.647**	**4.183**	**1.304**	**58.504**

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2014									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**13.879**	**16.992**	**66.793**	**38.478**	**41.286**	**4.906**	**6.383**	**3.401**	**192.118**
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**10.296**	**6.397**	**31.309**	**17.964**	**30.886**	**3.444**	**3.982**	**2.412**	**106.690**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(7.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**6.232**	**4.933**	**17.404**	**10.800**	**11.187**	**1.544**	**2.629**	**1.306**	**56.035**
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			485	3.861		200	18.871		23.417
Costi futuri di produzione			(165)	(692)		(33)	(5.724)		(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(18)	(104)		(51)	(2.032)		(2.205)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			**302**	**3.065**		**116**	**11.115**		**14.598**
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			**279**	**2.639**		**71**	**6.507**		**9.496**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			**121**	**1.197**		**60**	**2.180**		**3.558**
Totale	**6.232**	**4.933**	**17.525**	**11.997**	**11.187**	**1.604**	**4.809**	**1.306**	**59.593**

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2012, 2013 e 2014.

(€ milioni)

	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2011	**62.238**	**2.660**	**64.898**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(946)**	**286**	**(660)**
Valore al 31 dicembre 2012	**61.292**	**2.946**	**64.238**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966
- acquisizioni di riserve	74		74
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(5.115)**	**(619)**	**(5.734)**
Valore al 31 dicembre 2013	**56.177**	**2.327**	**58.504**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(192)	(21.987)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	223	(5.824)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576
- variazione netta delle imposte sul reddito	7.049	704	7.753
- acquisizioni di riserve	67		67
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
Saldo aumenti (diminuzioni)	**(142)**	**1.231**	**1.089**
Valore al 31 dicembre 2014	**56.035**	**3.558**	**59.593**

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2014.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2014:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

12 marzo 2015

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi
Massimo Mondazzi
Chief Financial
and Risk Management Officer

Relazione della Società di revisione

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

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

Building a better working world

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente, lo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati riferiti all'esercizio 2012, ad esclusione dello stato patrimoniale. Come illustrato nelle note esplicative, per effetto dell'applicazione retroattiva dell'IFRS 10 e IFRS 11, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, ed all'esercizio 2012, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le nostri relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2014 ed in data 8 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa, presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2014.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.IVA 00891231003
iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2014.

Roma, 2 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo Antonelli
(Socio)

2

Bilancio di Esercizio 2014

244 Schemi di bilancio

250 Note al bilancio di esercizio

315 Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

316 Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998

320 Attestazione del management

321 Relazione della Società di revisione

323 Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

Stato patrimoniale

(€)	Note	01.01.2013 [a] Totale	01.01.2013 [a] *di cui verso parti correlate*	31.12.2013 [a] Totale	31.12.2013 [a] *di cui verso parti correlate*	31.12.2014 Totale	31.12.2014 *di cui verso parti correlate*
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	6.399.949.254	*19.305.267*	3.894.418.405	*27.563.102*	4.280.353.132	*234.952.009*
Altre attività finanziarie destinate al trading	(8)			5.004.361.244		5.023.971.368	
Crediti commerciali e altri crediti:	(9)	22.881.108.151	*13.863.826.806*	18.783.782.461	*10.042.738.579*	20.830.851.693	*12.228.345.669*
- crediti finanziari		*9.414.553.851*		*5.744.461.602*		*6.788.420.381*	
- crediti commerciali e altri crediti		*13.466.554.300*		*13.039.320.859*		*14.042.431.312*	
Rimanenze	(10)	2.465.321.727		2.189.730.372		1.699.015.880	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	314.108.872		292.937.343		154.902.363	
Attività per altre imposte correnti	(12)	376.329.124		174.884.865		399.000.715	
Altre attività correnti	(13)	659.281.820	*349.868.658*	845.600.124	*360.579.234*	2.417.245.948	*1.225.749.257*
		33.096.098.948		**31.185.714.814**		**34.805.341.099**	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(14)	7.237.526.878		6.792.237.601		7.421.744.565	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(15)	2.663.844.670		2.648.904.840		1.529.686.249	
Attività immateriali	(16)	1.157.083.351		1.212.240.234		1.196.898.982	
Partecipazioni	(17)	31.856.864.630		34.746.838.306		32.871.507.365	
Altre attività finanziarie	(18)	2.767.315.004	*2.719.601.220*	2.872.667.683	*2.824.786.224*	3.979.607.879	*3.924.296.968*
Attività per imposte anticipate	(19)	1.834.302.294		1.926.947.621		1.726.861.294	
Altre attività non correnti	(20)	3.094.788.693	*225.116.851*	2.492.896.958	*178.594.589*	1.672.882.680	*114.738.436*
		50.611.725.520		**52.692.733.243**		**50.399.189.014**	
Attività destinate alla vendita	(21)	**15.595.336**		**10.212.373**		**14.477.711**	
TOTALE ATTIVITÀ		**83.723.419.804**		**83.888.660.430**		**85.219.007.824**	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(22)	4.794.855.134	*4.717.715.225*	4.535.810.535	*4.360.494.485*	3.798.653.941	*3.630.498.344*
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(23)	2.704.598.113	*975.783*	1.929.193.983	*808.795*	3.487.775.696	*780.255*
Debiti commerciali e altri debiti	(24)	9.685.364.154	*4.347.498.556*	8.478.090.084	*4.290.638.348*	9.533.078.571	*6.049.948.966*
Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	81.425.853		1.869.000		3.382.843	
Passività per altre imposte correnti	(26)	1.515.190.973		1.599.691.360		1.227.274.640	
Altre passività correnti	(27)	943.754.953	*508.484.294*	1.293.564.079	*601.319.217*	2.647.654.320	*1.120.671.406*
		19.725.189.180		**17.838.219.041**		**20.697.820.011**	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(28)	16.833.824.422	*296.726.257*	18.783.683.993	*296.476.641*	17.400.018.122	*297.226.370*
Fondi per rischi e oneri	(29)	4.097.570.996		4.212.324.114		4.514.056.841	
Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	335.881.394		344.316.925		381.117.207	
Altre passività non correnti	(31)	2.187.034.685	*720.309.652*	1.967.409.827	*438.666.395*	1.697.183.848	*412.881.098*
		23.454.311.497		**25.307.734.859**		**23.992.376.018**	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		**567.570**					
TOTALE PASSIVITÀ		**43.180.068.247**		**43.145.953.900**		**44.690.196.029**	
PATRIMONIO NETTO	(32)						
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		28.657.695.854		33.557.560.399		33.710.381.852	
Acconto sul dividendo		(1.956.310.403)		(1.992.538.374)		(2.019.687.674)	
Azioni proprie		(200.981.512)		(200.981.512)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		9.078.486.619		4.414.205.018		4.454.704.262	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		**40.543.351.557**		**40.742.706.530**		**40.528.811.795**	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		**83.723.419.804**		**83.888.660.430**		**85.219.007.824**	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

Conto economico

(€)	Note	2013[a] Totale	2013[a] *di cui verso parti correlate*	2014 Totale	2014 *di cui verso parti correlate*
RICAVI	(34)				
Ricavi della gestione caratteristica		48.018.257.668	*16.242.320.859*	42.349.647.865	*14.736.630.787*
Altri ricavi e proventi		270.698.920	*39.918.159*	359.213.904	*86.391.383*
Totale ricavi		**48.288.956.588**		**42.708.861.769**	
COSTI OPERATIVI	(35)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(48.516.896.424)	*(25.771.874.265)*	(41.781.292.583)	*(21.699.368.527)*
Costo lavoro		(1.196.885.337)		(1.073.035.032)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		**(167.500.094)**	*(218.743.820)*	**(79.273.951)**	*(318.021.813)*
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		**(1.740.134.536)**		**(1.260.347.578)**	
UTILE OPERATIVO		**(3.332.459.803)**		**(1.485.087.375)**	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(36)				
Proventi finanziari		2.080.926.355	*252.644.558*	1.426.005.179	*247.165.036*
Oneri finanziari		(2.464.343.423)	*(22.098.332)*	(1.919.215.997)	*(16.631.194)*
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		3.792.751		23.799.369	
Strumenti derivati		(90.902.345)	*(930.344)*	330.023.966	*232.296.144*
		(470.526.662)		**(139.387.483)**	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(37)	**8.401.534.112**		**5.522.666.992**	*(4.609.419)*
UTILE ANTE IMPOSTE		**4.598.547.647**		**3.898.192.134**	
Imposte sul reddito	(38)	(184.342.629)		556.512.128	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		**4.414.205.018**		**4.454.704.262**	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	**2013**[a]	**2014**
Utile netto dell'esercizio		**4.414**	**4.455**
Altre componenti dell'utile complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(32)	8	(29)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(32)	(3)	10
		5	**(19)**
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	(227)	(232)
Variazione valutazione fair value di partecipazioni al netto dei reversal	(32)	(64)	(77)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(32)	63	65
		(228)	**(244)**
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		**(223)**	**(263)**
Totale utile complessivo dell'esercizio		**4.191**	**4.192**

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11 non disponibile	Riserva IFRS 10 e 11 disponibile	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2012	**4.005**	**9.990**	**959**	**(201)**	**6.201**	**(13)**	**138**	**(31)**	**12.367**			**(1.956)**	**9.078**	**40.537**
Modifica criteri contabili IFRS 10 e 11										**6**				**6**
Saldi al 1° gennaio 2013 riesposto	**4.005**	**9.990**	**959**	**(201)**	**6.201**	**(13)**	**138**	**(31)**	**12.367**	**6**		**(1.956)**	**9.078**	**40.543**
Utile netto dell'esercizio													**4.414**	**4.414**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								5						5
								5						**5**
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(166)								(166)
Variazione valutazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							(62)							(62)
						(166)	**(62)**							**(228)**
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2013 (€0,55 per azione)												(1.993)		(1.993)
Attribuzione del dividendo residuo 2012 (€0,54 per azione)									(829)			1.956	(3.083)	(1.956)
Attribuzione utile 2012 a riserve								2.603	3.392				(5.995)	
								2.603	**2.563**			**(37)**	**(9.078)**	**(3.949)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art. 6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005								(1.088)	1.088					
Operazioni straordinarie under common control									(32)					(32)
Diritti decaduti stock option									(13)					(13)
Altre variazioni									3					3
								(1.088)	**1.046**					**(42)**
Saldi al 31 dicembre 2013	**4.005**	**9.990**	**959**	**(201)**	**6.201**	**(179)**	**76**	**1.489**	**15.976**	**6**		**(1.993)**	**4.414**	**40.743**

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11 non disponibile	Riserva IFRS 10 e 11 disponibile	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2013	**4.005**	**9.990**	**959**	**(201)**	**6.201**	**(179)**	**76**	**1.489**	**15.976**	**6**		**(1.993)**	**4.414**	**40.743**
Utile netto dell'esercizio													**4.455**	**4.455**
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								(19)						(19)
								(19)						**(19)**
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(168)								(168)
Variazione valutazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							(76)							(76)
						(168)	**(76)**							**(244)**
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2014 (€0,56 per azione)												(2.020)		(2.020)
Attribuzione del dividendo residuo 2013 (€0,55 per azione)												1.993	(3.979)	(1.986)
Attribuzione utile 2013 a riserve								176	255	4			(435)	
Acquisto azioni proprie				(380)										(380)
				(380)				**176**	**255**	**4**		**(27)**	**(4.414)**	**(4.386)**
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art. 6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005								(539)	539					
Dividendi distribuiti dalle joint operation										(4)	4			
Operazioni straordinarie under common control									(14)					(14)
Diritti decaduti stock option									(7)					(7)
Costi accessori all'acquisto azioni proprie									(1)					(1)
Altre variazioni									1	1				2
								(539)	**518**	**(3)**	**4**			**(20)**
Saldi al 31 dicembre 2014	**4.005**	**9.990**	**959**	**(581)**	**6.201**	**(347)**		**1.107**	**16.749**	**7**	**4**	**(2.020)**	**4.455**	**40.529**

Rendiconto finanziario

(€ milioni)		**2013**[a]		**2014**
Utile netto dell'esercizio		4.414		4.455
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
- Ammortamenti		960		1.100
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali		780		160
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni		1.659		1.521
- Plusvalenze nette su cessioni di attività		(106)		(97)
Dividendi		(9.888)		(6.992)
Interessi attivi		(235)		(251)
Interessi passivi		680		692
Imposte sul reddito		184		(556)
Altre variazioni		(6)		(24)
Variazioni del capitale di esercizio:				
- rimanenze	284		1.606	
- crediti commerciali	442		13	
- debiti commerciali	(544)		734	
- fondi per rischi e oneri	622		(52)	
- altre attività e passività	328		686	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		*1.132*		*2.987*
Variazione fondo benefici per i dipendenti		(10)		2
Dividendi incassati		9.888		6.316
Interessi incassati		214		204
Interessi pagati		(818)		(715)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati		(159)		59
Flusso di cassa netto da attività operativa		**8.689**		**8.861**
di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate		*(9.535)*		*(6.547)*
Investimenti:				
- attività materiali		(1.110)		(1.189)
- attività immateriali		(237)		(299)
- partecipazioni		(7.343)		(517)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(325)		(1.415)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(146)		
- acquisto rami d'azienda e fusioni		(6)		
Flusso di cassa degli investimenti		*(9.167)*		*(3.420)*
Disinvestimenti:				
- attività materiali		7		4
- attività immateriali		4		
- partecipazioni		2.317		841
- attività destinate alla vendita				9
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa		320		499
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		4		95
- cessioni rami d'azienda		4		
Flusso di cassa dei disinvestimenti		*2.656*		*1.448*
Flusso di cassa netto da attività di investimento		**(6.511)**		**(1.972)**
di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate		*(213)*		*(1.165)*
Altre attività finanziarie destinate al trading		(5.001)		(8)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo		961		(273)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine		(231)		(712)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		3.536		(1.124)
Acquisto azioni proprie				(380)
Dividendi pagati		(3.949)		(4.006)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		**(4.684)**		**(6.503)**
di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate		*2.165*		*(1.830)*
Flusso di cassa netto dell'esercizio		**(2.506)**		**386**
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio		**6.400**		**3.894**
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio		**3.894**		**4.280**

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

Note al bilancio di esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.
Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.
Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 12 marzo 2015.
Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in € milioni.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto[1]. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.
In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".
La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque a coprirne le perdite.
Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente alle altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Differentemente, le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option attivata al fine di ridurre l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico.
Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino[2].
I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 Schemi di bilancio[3]

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura[4].
Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.
Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.
Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 Modifica dei criteri contabili

Le disposizioni dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito IFRS 11), omologate con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economico-patrimoniali del 2013 posti a confronto. Il concetto di controllo è definito dalle disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato" anch'esso omologato con il medesimo regolamento della Commissione Europea; per ulteriori informazioni si rinvia a quanto

(1) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.
(2) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.
(3) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2013.
(4) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 33 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

indicato nel paragrafo "Principi di consolidamento - Imprese controllate". L'IFRS 11 definisce la contabilizzazione degli accordi a controllo congiunto, in relazione ai diritti e alle obbligazioni delle parti rivenienti dall'accordo. L'IFRS 11 identifica due tipologie di accordi a controllo congiunto. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Le interessenze in joint operation sono contabilizzate rilevando la quota di competenza del partecipante di attività/passività e di ricavi/costi sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali.

I principali impatti connessi con l'adozione delle nuove disposizioni riguardano la classificazione come joint operation di alcune imprese precedentemente classificate come controllate congiunte e valutate al costo. I valori dello stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2013, dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2013, nonché del conto economico e del rendiconto finanziario 2013 posti a confronto, sono stati rideterminati a seguito dell'adozione dell'IFRS 11. Di seguito è fornito l'impatto quantitativo sulle voci di bilancio interessate:

	01 gennaio 2013		
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	33.096		33.096
Attività non correnti	50.487	124	50.611
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	*6.927*	*311*	*7.238*
- di cui: Partecipazioni	*32.024*	*(168)*	*31.856*
Attività destinate alla vendita	16		16
Passività correnti	19.615	110	19.725
- di cui: Altre passività correnti	*889*	*55*	*944*
Passività non correnti	23.446	8	23.454
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	1		1
Totale patrimonio netto	40.537	6	40.543

	31 dicembre 2013		
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	31.238	(52)	31.186
Attività non correnti	52.494	199	52.693
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	*6.468*	*324*	*6.792*
- di cui: Partecipazioni	*34.961*	*(214)*	*34.747*
Attività destinate alla vendita	10		10
Passività correnti	17.709	130	17.839
- di cui: Altre passività correnti	*1.203*	*91*	*1.294*
Passività non correnti	25.300	7	25.307
Totale patrimonio netto	40.733	10	40.743

	2013		
(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Ricavi	48.215	(197)	48.018
Utile operativo	(3.260)	(73)	(3.333)
Proventi (oneri) finanziari	(466)	(5)	(471)
Proventi (oneri) su partecipazioni	8.340	62	8.402
Utile netto del periodo	4.410	4	4.414
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.646	43	8.689
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.433)	(78)	(6.511)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.725)	41	(4.684)
Flusso di cassa netto del periodo	(2.512)	6	(2.506)

Con il regolamento n. 634/2014 emesso dalla Commissione Europea in data 13 giugno 2014 è stato omologato l'IFRIC 21 "Tributi" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto alla rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Il regolamento di omologazione ha previsto l'entrata in vigore dell'IFRIC 21 a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 17 giugno 2014, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2014. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 21 non ha prodotto effetti significativi. Gli altri principi contabili e interpretazioni entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2014 non hanno prodotto effetti significativi.

5 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

6 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Attività correnti

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.280 milioni (€3.894 milioni al 31 dicembre 2013) con un incremento di €386 milioni.
Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€2.759 milioni) è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,145%; la scadenza media dei depositi in dollari (€305 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,101%; la scadenza media dei depositi in sterline (€44 milioni) è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,4%.

8 Attività finanziare destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.024 milioni (€5.004 milioni al 31 dicembre 2013) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità si analizza come segue[5]:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
Titoli emessi da Stati sovrani	1.961	1.325
Titoli emessi da Imprese industriali	2.032	2.143
Titoli emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.011	1.556
	5.004	**5.024**

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Canada	31	32	Aaa	AAA
Francia	70	73	Aa1	AA
Italia	691	700	Baa2	BBB-
Germania	9	9	Aaa	AAA
Spagna	190	202	Baa2	BBB
Unione Europea	48	51	Aaa	AA+
	1.039	**1.067**		
Tasso variabile				
Francia	77	77	Aa1	AA
Germania	181	181	Aaa	AAA
	258	**258**		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	**1.297**	**1.325**		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da Imprese industriali	1.949	2.056	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.033	1.082	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	2.982	**3.138**		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	86	87	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	474	474	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	560	**561**		
Totale Altri titoli	**3.542**	**3.699**		
	4.839	**5.024**		

(5) Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 33 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per valuta come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	4.954	4.996
Lira sterlina	37	16
Franco Svizzero	13	12
	5.004	**5.024**

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

9 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti commerciali	**12.585**	**12.741**
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	258	167
- non strumentali all'attività operativa	5.486	6.622
	5.744	**6.789**
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	8	34
- altri	447	1.267
	455	**1.301**
	18.784	**20.831**

I crediti commerciali di €12.741 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€7.833 milioni), crediti verso imprese controllate (€4.857 milioni) e crediti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€51 milioni).
I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.052 milioni (€714 milioni al 31 dicembre 2013), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2014
Crediti commerciali	712	383	(45)	1.050
Altri crediti diversi e finanziari	2			2
	714	**383**	**(45)**	**1.052**

L'accantonamento del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente alla Gas & Power (€359 milioni) ed è relativo in particolare alla clientela retail nei confronti della quale si rilevano maggiori difficoltà di riscossione a causa del protrarsi della debole congiuntura economica. Eni sta adottando le necessarie azioni per la riduzione dei crediti scaduti anche attraverso una revisione del processo di gestione dei crediti in contenzioso e operazioni di cessione dei crediti.
Al 31 dicembre 2014 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2015 per €681milioni (€851 milioni nel 2013 con scadenza 2014). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi alla Gas & Power.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	**10.009**	**454**	**10.463**	**10.646**	**1.300**	**11.946**
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	**612**	**1**	**613**	**1.357**	**1**	**1.358**
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	824		824	429		429
- da 3 a 6 mesi	305		305	27		27
- da 6 a 12 mesi	468		468	61		61
- oltre 12 mesi	367		367	221		221
	1.964		**1.964**	**738**		**738**
	12.585	**455**	**13.040**	**12.741**	**1.301**	**14.042**

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici e verso clienti retail della Gas & Power. Nel corso del 2014 sono state poste in essere operazioni di factoring su crediti scaduti e non svalutati riguardanti pubbliche amministrazioni; inoltre, nel mese di dicembre 2014 sono stati fattorizzati crediti scaduti per circa €104 milioni relativi a clienti middle e large della Gas & Power.
I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.318 milioni.
I crediti finanziari strumentali all'attività operativa[6] di €167 milioni sono diminuiti di €91 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €6.622 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Trading & Shipping SpA (€2.024 milioni), Eni Finance International SA (€1.640 milioni), Versalis SpA (€1.519 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€538 milioni); l'aumento dei crediti finanziari non strumentali di €1.136 milioni riguarda essenzialmente le operazioni di finanziamento a breve termine poste in essere con Eni Trading & Shipping SpA e Versalis SpA, parzialmente compensate dai minori finanziamenti a breve di Saipem SpA.
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €2.615 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	102	201
Acconti per servizi e forniture	114	120
Anticipi al personale	36	41
Altri crediti	203	939
	455	**1.301**

Gli altri crediti di €939 milioni riguardano principalmente i dividendi non ancora incassati di Eni International BV (€675 milioni) e i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€148 milioni) e crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€12 milioni).
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.
La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

(6) I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n.18 - Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

	31.12.2013				31.12.2014			
(€ milioni)	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	278		105	383	19		188	207
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	56			56	40			40
Lavori in corso su ordinazione		15		15		8		8
Prodotti finiti e merci	1.716			1.716	1.410			1.410
Certificati bianchi			20	20			34	34
	2.050	**15**	**125**	**2.190**	**1.469**	**8**	**222**	**1.699**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €185 milioni (€14 milioni al 31 dicembre 2013):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Valore al 31.12.2014
Materie prime, sussidiarie e di consumo	10	5	15
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		22	22
Prodotti finiti e merci	4	144	148
	14	**171**	**185**

L'incremento del fondo svalutazione di €171 milioni deriva dall'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai prezzi correnti a fine esercizio.

Al 31 dicembre 2014 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da materiali diversi (€188 milioni) e da greggio (€19 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafte in deposito presso le raffinerie (€40 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€480 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€830 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€100 milioni).

Le rimanenze di magazzino impegnate a garanzia del pagamento dei servizi di stoccaggio ammontano a €213 milioni.

11 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
IRES	148	78
Addizionale IRES Legge n. 7/2009	72	
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n.2/2009	41	42
IRAP	25	25
Altre	7	10
	293	**155**

I crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 riguardano la possibilità avuta nel 2009 di dedurre dal reddito, ai sensi dell'articolo 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta. I periodi d'imposta per i quali è stato richiesto il rimborso sono i periodi 2004, 2005, 2006 e 2007.

12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- Imposte di consumo	31	166
- IVA	71	159
- Accise	43	47
- Altre imposte indirette	30	27
	175	**399**

Le attività per altre imposte correnti di €399 milioni sono aumentate di €224 milioni in conseguenza principalmente dei maggiori acconti per imposte di consumo versati nel corso del 2014 rispetto al debito maturato in fase di conguaglio (€135 milioni).

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	589	1.659
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	14	40
Altre attività	243	718
	846	**2.417**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2013		31.12.2014	
(€ milioni)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	370	15.432	651	13.790
Outright	76	3.263	686	8.299
Interest currency swap	6	35	6	76
	452	**18.730**	**1.343**	**22.165**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	36	5	144
	2	**36**	**5**	**144**
Contratti su merci				
Over the counter	135	3.055	306	1.363
Altri			5	
	135	**3.055**	**311**	**1.363**
	589	**21.821**	**1.659**	**23.672**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €1.659 milioni (€589 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda gli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di €40 milioni riguarda operazioni di copertura del rischio commodity con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivante dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge sono indicati alla nota n. 32 - Patrimonio netto e alla nota n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.
Le altre attività di €718 milioni comprendono principalmente: (i) l'ammontare di €496 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione annuale; (ii) i titoli ambientali (€119 milioni) della Gas & Power.

Attività non correnti

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013										
Terreni	160						8	168	168	
Fabbricati	182	(1)		(14)	(13)		102	256	854	598
Impianti e macchinari	4.340	19		(725)	(593)	(3)	1.142	4.180	19.892	15.712
Attrezzature industriali e commerciali	25		10	(14)	(1)		12	32	304	272
Altri beni	58		8	(23)	(1)		24	66	582	516
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.476	5	1.092		(170)		(1.313)	2.090	2.322	232
	7.241	**23**	**1.110**	**(776)**	**(778)**	**(3)**	**(25)**	**6.792**	**24.122**	**17.330**
31.12.2014										
Terreni	168					(1)	1	168	168	
Fabbricati	256		1	(26)	(3)		320	548	1.859	1.311
Impianti e macchinari	4.180		44	(741)	(50)	(2)	1.789	5.220	21.021	15.801
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(18)	(3)		159	179	540	361
Altri beni	66		5	(19)			42	94	636	542
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.090		1.130		(104)		(1.903)	1.213	1.437	224
	6.792		**1.189**	**(804)**	**(160)**	**(3)**	**408**	**7.422**	**25.661**	**18.239**

I terreni (€168 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).
I fabbricati (€548 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€473 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€53 milioni).
Gli impianti e macchinari (€5.220 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.296 milioni), gli impianti di raffinazione (€1.640 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€274 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€520 milioni).
Le attrezzature industriali e commerciali (€179 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.
Gli altri beni (€94 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.
Le immobilizzazioni in corso e acconti (€1.213 milioni) riguardano principalmente: (i) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€398 milioni), dei giacimenti dell'offshore adriatico (€179 milioni) e della concessione Villafortuna (€45 milioni), l'avvio delle attività di presviluppo condotte in Mozambico (€86 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffineria in particolare presso l'impianto di Sannazzaro (€107 milioni); (iii) le ristrutturazioni degli impianti della rete commerciale (€94 milioni).
Gli investimenti di €1.189 milioni riguardano essenzialmente: (a) la Refining & Marketing (€404 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€299 milioni), principalmente per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria e per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti; (ii) all'attività di marketing (€105 milioni), per la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€764 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Barbara, Arianna, Cervia, Armida, Monte Enoc, Volturino, Regina, Clara Est, Monte Alpi); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento dei programmi di sviluppo e la messa in produzione dei giacimenti di Fauzia ed Elettra; (iv) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell'offshore adriatico; (v) l'avvio delle attività di presviluppo condotte in Mozambico.
Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,73% (2,74% al 31 dicembre 2013). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni.

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

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-10
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine sia esterna, quali l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, la capitalizzazione di borsa inferiore rispetto al valore contabile dei net asset, sia interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.
Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente.
La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate: (i) nell'Exploration & Production, dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella Gas & Power, dalle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota - Attività immateriali); (iii) nella Refining & Marketing, dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.
Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale, contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, ecc.), si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU della Exploration & Production, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali compreso tra lo 0 e il 2% (che si traduce in un tasso di crescita in termini reali negativo o al massimo pari a zero) applicando eventualmente un fattore di normalizzazione al flusso di cassa della perpetuity per riflettere elementi di ciclicità del business; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e in condizioni normali di mercato si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e sulle ipotesi circa l'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2014, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2014 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2015, le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Lo scenario adottato ai fini del processo di pianificazione e delle valutazioni di impairment del bilancio 2014 conferma il prezzo di lungo periodo del petrolio Brent a 90 dollari/barile (in termini reali 2018), ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di 55 dollari nel 2015 al prezzo long-term.
Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte a tassi di sconto (weight average cost of capital - WACC) differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività oggetto di valutazione e rettificati per tener conto del rischio paese. Il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU della Exploration & Production, della Refining & Marketing e della Gas & Power, è diminuito di 110 punti base rispetto al 2013. La diminuzione dei WACC adjusted adottati deriva essenzialmente della riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e del calo del beta dell'Eni; gli altri parametri utilizzati nella determinazione del costo del capitale - costo del debito Eni, premio medio per il rischio paese, rapporto di indebitamento – hanno registrato marginali variazioni. I WACC adjusted 2014 sono: (i) 5,5% per la Exploration & Production; (ii) 5,8% per la Refining & Marketing e (iii) 5,5% per la Gas & Power. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel 2014 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €160 milioni che hanno riguardato principalmente la Refining & Marketing e la Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €149 milioni riguardano gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€123 milioni), sulla rete autostradale (€16 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€2 milioni) e sulla rete convenzionata (€1 milione). Le svalutazioni contabilizzate nella Exploration & Production di €13 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'on-shore pugliese, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine. In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero e dell'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n.16 "Immobili, Impianti e Macchinari" delle Note al bilancio consolidato.
Le altre variazioni di €408 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.
I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €74 milioni.
Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.
Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	10.559	11.790
- Gas & Power	117	118
- Refining & Marketing	13.169	13.428
- Corporate	277	325
	24.122	**25.661**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	7.528	8.223
- Gas & Power	78	79
- Refining & Marketing	9.543	9.753
- Corporate	181	184
	17.330	**18.239**
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	3.031	3.567
- Gas & Power	39	39
- Refining & Marketing	3.626	3.675
- Corporate	96	141
	6.792	**7.422**

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.530 milioni (€2.649 milioni al 31 dicembre 2013) includono 4,1 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo si riducono di €1.119 milioni per effetto della riduzione delle scorte in giacenza e del loro adeguamento ai prezzi correnti (il fondo svalutazione delle scorte d'obbligo è pari a €544 milioni al 31 dicembre 2014).

16 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			129	(129)				730	730
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	90	4	16	(35)	(2)	14	87	923	836
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	39			(11)		(1)	27	379	352
- Immobilizzazioni in corso e acconti	190	2	92			(16)	268	268	
- Altre attività immateriali	67			(9)		(1)	57	185	128
	386	**6**	**237**	**(184)**	**(2)**	**(4)**	**439**	**2.485**	**2.046**
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	771					2	773	855	82
	1.157	**6**	**237**	**(184)**	**(2)**	**(2)**	**1.212**	**3.340**	**2.128**
31.12.2014									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			230	(230)				1.010	1.010
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	87	2	19	(55)		183	236	1.128	892
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	27			(3)		4	28	384	356
- Immobilizzazioni in corso e acconti	268		50			(239)	79	79	
- Altre attività immateriali	57			(8)		8	57	193	136
	439	**2**	**299**	**(296)**		**(44)**	**400**	**2.794**	**2.394**
Attività immateriali a vita utile indefinita									
- Goodwill	773	24					797	874	77
	1.212	**26**	**299**	**(296)**		**(44)**	**1.197**	**3.668**	**2.471**

I costi per attività mineraria inclusivi dei costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€162 milioni) sono interamente ammortizzati nell'esercizio.
I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €236 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e i diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%.
Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €28 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione Val d'Agri (€11 milioni), alla concessione giacimento di Bonaccia (€12 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.
Le immobilizzazioni in corso e acconti di €79 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e di staff.
Le altre attività immateriali di €57 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€31 milioni).
Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle CGU che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa e i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted si rinvia alla nota n.14 - Immobili, impianti e macchinari.
Il goodwill di €797 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione dell'ItalgasPiù, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA e ASA Trade, quest'ultima operata nel 2014. Il goodwill (ad esclusione di quello rinveniente dalla Messina Fuel SpA) è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. L'eccedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 52% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 8,4 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 14%. Il valore d'uso della CGU Mercato Italia e la relativa analisi di sensitivity sono stati calcolati sulla base dei soli margini retail.
Gli investimenti di €299 milioni (€237 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente i costi sostenuti per l'attività di ricerca mineraria (€162 milioni) della Exploration & Production, i costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di fatturazione del segmento retail/middle della Gas & Power (€26 milioni) e i costi per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€23 milioni).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.425	1.863
- Gas & Power	1.017	1.070
- Refining & Marketing	516	389
- Corporate	382	346
	3.340	**3.668**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.329	1.770
- Gas & Power	102	199
- Refining & Marketing	480	267
- Corporate	217	235
	2.128	**2.471**
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	96	93
- Gas & Power	915	871
- Refining & Marketing	36	122
- Corporate	165	111
	1.212	**1.197**

17 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valore iniziale	Interventi sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Valutazione al fair value con effetti a PN	Consolidamento Eni East Africa SpA	Altre variazioni[a]	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2013												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	26.404	6.322	382	(13)	(1.726)				(38)	31.331	48.248	16.917
- imprese collegate e joint venture	666	139		(12)	(100)			(69)	18	642	850	208
- altre imprese, di cui:	4.786			(2.191)		168	11			2.774	2.774	
- disponibili per la vendita	*4.782*			*(2.191)*		*168*	*11*			*2.770*	*2.770*	
- altre valutate al costo	*4*									*4*	*4*	
	31.856	**6.461**	**382**	**(2.216)**	**(1.826)**	**168**	**11**	**(69)**	**(20)**	**34.747**	**51.872**	**17.125**
31.12.2014												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	31.331	495	22		(1.300)				(31)	30.517	48.734	18.217
- imprese collegate e joint venture	642	(17)							(19)	606	606	
- altre imprese, di cui:	2.774			(805)		(221)				1.748	1.748	
- disponibili per la vendita	*2.770*			*(805)*		*(221)*				*1.744*	*1.744*	
- altre valutate al costo	*4*									*4*	*4*	
	34.747	**478**	**22**	**(805)**	**(1.300)**	**(221)**			**(50)**	**32.871**	**51.088**	**18.217**

(a) Le altre variazioni comprendono: (i) la riclassifica di Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas del Centro SA e Inversora de Gas del Centro SA ad attività destinate alla vendita; (ii) le fusioni di ASA Trade SpA e di Eni Gas & Power GmbH; (iii) la riclassifica di Acam Clienti SpA da società collegata a società controllata.

Le partecipazioni sono diminuite di €1.876 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2013	**34.747**
Incremento per:	
Interventi sul capitale	
Syndial SpA	261
Raffineria di Gela SpA	81
Eni West Africa SpA	62
Eni Angola SpA	60
Eni Mozambico SpA	19
Ieoc SpA	8
Eni Timor Leste SpA	3
Agenzia Giornalistica Italia SpA	1
	495
Acquisizioni	
Acam Clienti SpA	15
Eni Gas & Power GmbH	7
	22
Proventi per valutazione al fair value	
Snam SpA	10
	10
Decremento per:	
Cessioni	
Galp Energia SGPS SA	(805)
	(805)
Svalutazioni e perdite	
Versalis SpA	(546)
Società Adriatica Idrocarburi SpA	(278)
Syndial SpA	(255)
Raffineria di Gela SpA	(107)
Eni West Africa SpA	(47)
Società Ionica Gas SpA	(32)
Eni Mozambico SpA	(21)
Eni Adfin SpA	(4)
Altre minori	(10)
	(1.300)
Oneri per valutazione al fair value	
Galp Energia SGPS SA	(231)
	(231)
Rimborsi di capitale	
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	(17)
	(17)
Fusioni	
ASA Trade SpA	(30)
Eni Gas & Power GmbH	(7)
	(37)
Riclassifica partecipazioni destinate alla vendita	
Distribuidora de Gas del Centro SA	(5)
Inversora de Gas Cuyana SA	(5)
Inversora de Gas del Centro SA	(2)
Distribuidora de Gas Cuyana SA	(1)
	(13)
Partecipazioni al 31 dicembre 2014	**32.871**

Le cessioni di €805 milioni sono relative alla cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Il 28 marzo 2014 Eni ha collocato n. 58.051.000 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 7% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €702 milioni, al prezzo unitario di €12,10 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €11 milioni. Inoltre, nel corso del primo semestre 2014 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa l'1,15% del capitale sociale di Galp con un incasso complessivo di €122 milioni, a un prezzo medio di €12,83 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €8 milioni. Al 31 dicembre 2014 Eni detiene 66.337.592 azioni ordinarie Galp, corrispondenti a circa l'8% del capitale, che sono interamente al servizio del bond convertibile di circa €1.028 milioni emesso il 30 novembre 2012 con scadenza 30 novembre 2015. Per le azioni Galp al servizio del prestito obbligazionario convertibile[7], le variazioni negative di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€231 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione.
Al 31 dicembre 2014 Eni possiede n. 288.683.602 azioni di Snam SpA, pari all'8,25% del capitale sociale, che sono al servizio del bond convertibile di €1.250 milioni emesso il 18 gennaio 2013 con scadenza 18 gennaio 2016. Per le azioni Snam al servizio del prestito obbligazionario convertibile[8], le variazioni positive di fair value di tale pacchetto azionario sono state imputate a conto economico in luogo del patrimonio netto (€10 milioni) in applicazione della fair value option prevista dallo IAS 39 che è stata attivata per rilevare in modo correlato a conto economico sia il derivato implicito nel bond convertibile sia le azioni al servizio della conversione.
Le svalutazioni di €1.300 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Versalis SpA (€546 milioni), Syndial SpA (€255 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€107 milioni) in relazione all'andamento economico negativo; (ii) le partecipazioni in società esplorative in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

(7) Vedi nota n.28 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".
(8) Vedi nota n.28 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
ACAM Clienti SpA[a]	100,000	6	21	8	(13)
Adriaplin doo	51,000	10	10	11	1
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	3	2	2	
ASA Trade SpA[b]		30			
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	92,660	...	...	...	...
Ecofuel SpA	100,000	48	48	162	114
Eni Adfin SpA	99,635	214	210	210	
Eni Angola SpA	100,000	217	277	53	(224)
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Finance International SA	33,613	848	848	1.139	291
Eni Fuel Centrosud SpA	100,000	20	20	27	7
Eni Fuel Nord SpA	100,000	23	23	22	(1)
Eni Gas & Power NV	99,999	2.798	2.798	2.777	(21)
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	...
Eni Insurance Ltd	100,000	100	100	437	337
Eni International BV	100,000	14.780	14.780	32.148	17.368
Eni International Resources Ltd	99,998	...	...	29	29
Eni Investments Plc	99,999	6.101	6.101	6.398	297
Eni Medio Oriente SpA[c]	100,000	11	11	11	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	133	133	175	42
Eni Mozambico SpA	100,000	3	1	1	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.250	1.250	1.180	(70)
EniPower SpA	100,000	937	937	723	(214)
Eni Power Generation NV	99,999	5	1	1	
Eni Rete oil&nonoil SpA	100,000	27	27	36	9
EniServizi SpA	100,000	14	14	14	
Eni Timor Est SpA	100,000	7	8	9	1
Eni Trading & Shipping SpA	94,734	282	282	164	(118)
Eni West Africa SpA	100,000	11	26	26	
Eni Zubair SpA	99,999	...	...	...	
Est Più SpA	100,000	9	9	8	(1)
Floaters SpA	100,000	321	321	337	16
Ieoc SpA	100,000	14	20	22	2
LNG Shipping SpA	100,000	285	285	337	52
Raffineria di Gela SpA	100,000	68	42	42	
Saipem SpA[d]	42,913	183	183	1.823	1.640
Servizi Aerei SpA	100,000	80	80	85	5
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Adriatica Idrocarburi SpA	100,000	558	280	280	
Società Ionica Gas SpA	100,000	698	666	665	(1)
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	24	24	24	

(€ milioni)

Denominazione	Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Syndial SpA - Attività Diversificate[c]	99,999	149	155	155	
Tecnomare SpA	100,000	17	17	17	
Tigáz Zrt	97,876			312	312
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	116	64
Versalis SpA	100,000	984	438	438	
Totale imprese controllate		**31.337**	**30.517**		
Imprese collegate e joint venture					
Distribuidora de Gas Cuyana SA[e]	6,840	1			
Distribuidora de Gas del Centro SA[e]	31,350	5			
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000	39	39	44	5
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000	117	100	111	11
Inversora de Gas Cuyana SA[e]	76,000	5			
Inversora de Gas del Centro SA[e]	25,000	2			
Mariconsult SpA	50,000	...	...		
Seram SpA	25,000	...	...	1	1
Transmed SpA	50,000	...	...	8	8
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	41	16
Uniòn Fenosa Gas SA	50,000	442	442	577	135
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl		...			
Venezia Tecnologie SpA	50,000	...	...	1	1
Totale imprese collegate e joint venture		**636**	**606**		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		**31.973**	**31.123**		

(a) In data 25 febbraio 2014, Eni ha acquistato da ACAM SpA n. 6.120 azioni del valore nominale di €10, pari al 51% del capitale sociale di €120.000 di ACAM Clienti SpA; la partecipazione è stata riclassificata tra le partecipazioni controllate.
(b) La società è stata incorporata in Eni SpA in data 21 novembre 2014, con efficacia giuridica 1° dicembre 2014 e decorrenza ai fini contabili e fiscali 1° ottobre 2014.
(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.
(d) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2014 (€8,77 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.661 milioni.
(e) Partecipazioni riclassificate nelle Attività destinate alla vendita.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,4%;
- per Eni Angola SpA ed Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese (WACC compresi tra il 5,5% e il 6,7%, al netto imposte);
- per le restanti società, tutte appartenenti alla Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 4% e il 7%.

Il valore di mercato al 31 dicembre 2014 relativo alle partecipazioni disponibili per la vendita è il seguente:

	Numero di azioni	% di possesso	Prezzo delle azioni (€)	Valore di mercato (€ milioni)
Partecipazioni disponibili per la vendita:				
- Snam SpA	288.683.602	8,25%	4,10	1.184
- Galp Energia SGPS SA	66.337.592	8,00%	8,43	560
Totale				**1.744**

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2014, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che fa parte integrante delle presenti note.

18 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.853	3.960
Titoli strumentali all'attività operativa	20	20
	2.873	**3.980**

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €3.960 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Saipem SpA (€1.663 milioni), Eni Finance International SA (€1.079 milioni), Versalis SpA (€672 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€167 milioni) ed EniPower SpA (€109 milioni).
I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.101 milioni.
I titoli strumentali all'attività operativa di €20 milioni riguardano titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma D.L. n.128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2014 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili entro l'esercizio successivo[a]	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:				
- strumentali all'attività operativa	**167**	3.193	767	**3.960**
- non strumentali all'attività operativa	**6.622**			
Titoli:				
- strumentali all'attività operativa			20	**20**
	6.789	**3.193**	**787**	**3.980**

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 9 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.469 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo 0,1735% e lo 0,3567% e in dollari compresi tra lo 0,2559% e il 2,718%. La gerarchia del fair value è di livello 2.
I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

19 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.777	1.523
Imposte sul reddito differite IRES	(110)	(150)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	176	215
Imposte sul reddito differite IRAP	(3)	(3)
Totale Eni SpA	**1.840**	**1.585**
Imposte anticipate società in joint operation	**87**	**142**
	1.927	**1.727**

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2013	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Imposte differite:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	(27)		3	1	4	(19)
- altre	(86)	(88)	35	2	3	(134)
	(113)	**(88)**	**38**	**3**	**7**	**(153)**
Imposte anticipate:						
- differenze su derivati	68				63	131
- fondi per rischi ed oneri	1.678	204	(226)	(86)		1.570
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	674	151	(82)	(54)	(5)	684
- differenze su attività materiali ed immateriali	205	37	(8)	(22)		212
- svalutazione crediti	157	84			1	242
- fondi per benefici ai dipendenti	65	15	(7)	(4)	5	74
- perdita fiscale	724	309		(97)		936
- svalutazione anticipate	(1.769)	(500)				(2.269)
- altre	151	93	(17)	(76)	7	158
	1.953	**393**	**(340)**	**(339)**	**71**	**1.738**
Totale Eni SpA	**1.840**	**305**	**(302)**	**(336)**	**78**	**1.585**
Imposte anticipate joint operation	88	54			1	143
Imposte differite joint operation	(1)					(1)
Totale joint operation	**87**	**54**			**1**	**142**
	1.927	**359**	**(302)**	**(336)**	**79**	**1.727**

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.585 milioni risentono: (i) della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e per gli anni successivi sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia, alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate, svalutando l'eccedenza non recuperabile (€500 milioni); (ii) della rettifica di attività per imposte anticipate a seguito dell'abrogazione all'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008 (cosiddetta Robin Tax), dichiarata incostituzionale con sentenza dell'11 febbraio 2015 che innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso (€377 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2014 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita (€212 milioni).

20 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti d'imposta	167	944
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	310	238
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altri crediti da attività di disinvestimento	31	3
Altre attività	1.979	488
	2.493	**1.673**

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Crediti di imposta chiesti a rimborso	118	866
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	63	92
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	167	**944**

I crediti di imposta chiesti a rimborso di €866 milioni includono il riconoscimento degli effetti 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), al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio (€748 milioni).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2013		31.12.2014	
(€ milioni)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Currency swap	47	704	9	324
Outright	9	429	13	384
Interest currency swap	141	1.099	140	1.137
	197	**2.232**	**162**	**1.845**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest rate swap	99	1.095	76	832
	99	**1.095**	**76**	**832**
Contratti su merci				
Over the counter	14	329		
	14	**329**		
	310	**3.656**	**238**	**2.677**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €238 milioni (€310 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa.
Le altre attività di €488 milioni riguardano per €395 milioni le quantità di gas non prelevate da Eni fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas (altri debiti della nota n. 24 - Debiti commerciali e altri debiti). Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2015 (€496 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (v. definizione della clausola take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei

limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nel 2014 è stata rilevata una svalutazione di €54 milioni. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).
La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

21 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €14 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono essenzialmente alla cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e del 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina.

Passività correnti

22 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €3.799 milioni (€4.536 milioni al 31 dicembre 2013) sono diminuite di €737 milioni.
L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Euro	3.672	3.296
Dollaro USA	806	431
Lira Sterlina	48	49
Altre	10	23
	4.536	**3.799**

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,25% (0,28% nell'esercizio 2013), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €50 milioni.
Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.101 milioni (rispettivamente per €2.140 milioni e €11.638 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

23 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €3.488 milioni (€1.929 milioni al 31 dicembre 2013) è commentata nella nota n. 28 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo, cui si rinvia.

24 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Debiti commerciali	7.354	8.377
Acconti e anticipi	366	285
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	256	353
- altri debiti	502	518
	758	**871**
	8.478	**9.533**

I debiti commerciali di €8.377 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€3.298 milioni), debiti verso imprese controllate (€5.042 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€37 milioni).
Gli acconti e anticipi di €285 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€219 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Exploration & Production (€50 milioni).
Gli altri debiti di €518 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€265 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€98 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€21 milioni).
I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.
La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono per €2 milioni a imposte estere della branch tedesca e per €2 milioni alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

26 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Accise e imposte di consumo	1.146	900
Royalty su idrocarburi estratti	289	249
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	33	34
IVA	124	31
Altre imposte e tasse	8	13
	1.600	**1.227**

27 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	751	1.776
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	210	502
Altre passività	333	369
	1.294	**2.647**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading si analizza come segue:

	31.12.2013		31.12.2014	
(€ milioni)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	217	6.536	318	4.997
Currency swap	318	13.796	922	18.896
Interest currency swap	6	31	6	69
	541	**20.363**	**1.246**	**23.962**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	2	157	5	180
	2	**157**	**5**	**180**
Contratti su merci				
Over the counter	208	2.711	521	2.526
Future			4	
	208	**2.711**	**525**	**2.526**
	751	**23.231**	**1.776**	**26.668**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €1.776 milioni (€751 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge, su operazioni in commodity, di €502 milioni è riferito alla Gas & Power e si riferisce a operazioni di copertura del portafoglio gas. Il fair value attivo relativo ai contratti con scadenza 2015 è indicato alla nota n. 13 - Altre attività correnti. Gli effetti sul patrimonio netto degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 32 - Patrimonio netto e alle note n. 35 - Altri proventi (oneri) operativi e n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.
Le altre passività di €369 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€149 milioni) (v. nota n. 31 - Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€106 milioni).

Passività non correnti

28 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	1.416	327	1.743	1.936	158	2.094
Obbligazioni ordinarie	14.835	1.592	16.427	13.925	2.304	16.229
Obbligazioni convertibili	2.232	8	2.240	1.239	1.024	2.263
Altri finanziatori, di cui:	301	2	303	299	3	302
- imprese controllate	297		297	297	1	298
- altri	4	2	6	3	1	4
	18.784	**1.929**	**20.713**	**17.400**	**3.488**	**20.888**

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €20.888 milioni sono denominate in euro per €20.221 milioni e per €667 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2014 è del 3,22% per quelle denominate in euro (3,38% al 31 dicembre 2013) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2013).

I debiti verso banche di €2.094 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di €351 milioni; al 31 dicembre 2014 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di €302 milioni riguardano per €298 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanziatori, inclusive delle rispettive quote a breve termine per complessivi €2.396 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,99% (1,66% al 31 dicembre 2013) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2013). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,70% e il 4,78% (tra l'1,56% e il 4,78% al 31 dicembre 2013).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Al 31 dicembre 2014 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.887 milioni. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2014 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.597 milioni (€4.718 milioni al 31 dicembre 2013). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 36 - Proventi (oneri) finanziari.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre			Scadenza a lungo termine					
Tipo	**2013**	**2014**	**Scad. 2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**	**Totale**
Banche	1.743	2.094	158	351	170	148	146	1.121	2.094
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 5,000%	1.565	1.567	69	1.498					1.567
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.511	1.512	18				1.494		1.512
- Euro Medium Term Notes 5,875%	1.319								
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.252	1.253	8		1.245				1.253
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.034	1.034	39					995	1.034
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.029	1.030	32			998			1.030
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.018	1.018	20					998	1.018
- Euro Medium Term Notes 3,750%	760	761	14				747		761
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.003	1.004	16					988	1.004
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.218	1.218	14					1.204	1.218
- Euro Medium Term Notes 2,625%	800	801	2					799	801
- Euro Medium Term Notes 3,625%		1.025	33					992	1.025
- Retail TF 4,875%	1.110	1.112	12		1.100				1.112
- Retail 4,000%	1.015	1.019	1.019						1.019
- Retail VARIABILE%	996	999	999						999
- Bond US 4,150%	328	373	4					369	373
- Bond US 5,700%	254	288	4					284	288
- Retail TV	215	215	1		214				215
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile azioni Galp	1.003	1.016	1.016						1.016
- Bond convertibile azioni Snam	1.237	1.247	8	1.239					1.247
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	297	298	1			172	6	119	298
- altri	6	4	1	3					4
	20.713	**20.888**	**3.488**	**3.091**	**2.729**	**1.318**	**2.393**	**7.869**	**20.888**

Nel corso del 2014 è stato emesso un nuovo prestito obbligazionario per €1.025 milioni. L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2014 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.500	67	1.567	EUR	2016	5,000
- Euro Medium Term Notes	1.500	12	1.512	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.250	3	1.253	EUR	2017	4,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	34	1.034	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	30	1.030	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	18	1.018	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.200	18	1.218	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	25	1.025	EUR	2029	3,625
- Retail TF	1.109	3	1.112	EUR	2017	4,875
- Retail	1.000	19	1.019	EUR	2015	4,000
- Retail	1.000	(1)	999	EUR	2015	variabile
- Bond US	371	2	373	USD	2020	4,150
- Bond US	289	(1)	288	USD	2040	5,700
- Retail TV	215		215	EUR	2017	variabile
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile azioni Galp	1.028	(12)	1.016	EUR	2015	0,250
- Bond convertibile azioni Snam	1.250	(3)	1.247	EUR	2016	0,625
	18.262	**230**	**18.492**			

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.585 milioni.

Le obbligazioni convertibili di €2.263 milioni riguardano: (i) per €1.247 milioni, l'emissione avvenuta il 18 gennaio 2013 di un prestito obbligazionario dell'importo nominale di €1.250 milioni convertibile in azioni ordinarie Snam SpA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,625%. Il prezzo di conversione di €4,33 per azione rappresenta un premio di circa il 20% rispetto alla quotazione al momento del collocamento. Il sottostante del bond convertibile in azioni Snam è rappresentato da circa 288,7 milioni di azioni ordinarie di Snam SpA, pari a circa l'8,25% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Considerato il prezzo corrente dell'azione Snam a fine esercizio di €4,1 è stato registrato un provento da rivalutazione a conto economico di €10 milioni e una variazione positiva del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €23 milioni; (ii) per €1.016 milioni, il prestito obbligazionario emesso al 30 novembre 2012 dell'importo nominale di €1.028 milioni convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,25%. Il prezzo di conversione di €15,50 per azione che rappresenta un premio di circa il 35% rispetto al prezzo di collocamento dell'offerta equity. Il sottostante del bond convertibile in azioni Galp è rappresentato da 66,3 milioni di azioni ordinarie di Galp, pari a circa l'8% del capitale della società. Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39. Considerato il prezzo corrente dell'azione Galp a fine esercizio di €8,43 è stato registrato un onere a conto economico di €231 milioni, parzialmente compensato da una variazione positiva del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €45 milioni.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €22.391 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra lo 0,1735% e l'1,2895% (tra lo 0,389% e il 2,45% al 31 dicembre 2013) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,2559 e il 2,718% (tra lo 0,246% e il 3,87% al 31 dicembre 2013). La gerarchia del fair value è di livello 2.

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

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	3.894		3.894	4.280		4.280
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.004		5.004	5.024		5.024
C. Liquidità (A+B)	**8.898**		**8.898**	**9.304**		**9.304**
D. Crediti finanziari[a]	**5.486**		**5.486**	**6.622**		**6.622**
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	199		199	212		212
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	327	1.416	1.743	158	1.936	2.094
G. Prestiti obbligazionari	1.600	17.067	18.667	3.327	15.165	18.492
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.337		4.337	3.587		3.587
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		297	297	1	297	298
L. Altre passività finanziarie	2	4	6	2	2	4
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	**6.465**	**18.784**	**25.249**	**7.287**	**17.400**	**24.687**
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	**(7.919)**	**18.784**	**10.865**	**(8.639)**	**17.400**	**8.761**

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

29 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2013								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.555	(19)	48	21	(29)	(1)		1.575
Fondo oneri per contratti onerosi				800				800
Fondo rischi e oneri ambientali	743			70	(79)	(3)		731
Fondo esodi e mobilità lunga	135		1	184	(34)		(1)	285
Fondo rischi per contenziosi	744			36	(446)	(154)	(1)	179
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	90					(7)		83
Fondo copertura perdite imprese partecipate	485				(485)			
Fondo rischi e oneri su approvvigionamento merci	24				(24)			
Altri fondi per rischi ed oneri	322			400	(126)	(40)	3	559
	4.098	**(19)**	**49**	**1.511**	**(1.223)**	**(205)**	**1**	**4.212**
31.12.2014								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.575	354	49	5	(33)	(4)		1.946
Fondo oneri per contratti onerosi	800			9	(94)			715
Fondo rischi e oneri ambientali	731			145	(131)	(2)		743
Fondo esodi e mobilità lunga	285		10	7	(83)	(58)		161
Fondo rischi per contenziosi	179			13	(38)	(38)		116
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	83					(1)		82
Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA				25				25
Altri fondi per rischi ed oneri	559			321	(112)	(42)		726
	4.212	**354**	**59**	**525**	**(491)**	**(145)**		**4.514**

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.946 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.900 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,398% e il 2,633%; il periodo previsto degli esborsi è 2015-2054; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€25 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.
Il fondo per contratti onerosi di €715 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €743 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€437 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€129 milioni), negli impianti di raffinazione (€30 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€35 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€24 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€49 milioni) e ad altri siti non operativi (€33 milioni).
Il fondo esodi e mobilità lunga di €161 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. Gli utilizzi per esuberanza sono dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013-2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010-2011.
Il fondo rischi per contenziosi di €116 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.
Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €82 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.
Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA di €25 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Saipem SpA all'atto della cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.
Gli altri fondi di €726 milioni comprendono: (i) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (€317 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (€23 milioni); (iii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€13 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€13 milioni); (v) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni).

30 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	196	213
Piani esteri		3
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	68	78
Altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine	80	87
	344	**381**

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.
I piani esteri riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch della Gas & Power presente in Belgio.
L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.
Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno dell'Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.

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

	31.12.2013				31.12.2014				
(€ milioni)	TFR	FISDE	Altri	Totale	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	**182**	**68**	**85**	**335**	**196**		**68**	**80**	**344**
Costo corrente		2	29	31			2	27	29
Interessi passivi	6	2	1	9	6		2	1	9
Rivalutazioni:	(4)	(4)	(15)	(23)	20		9		29
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	*(1)*	*(2)*		*(3)*					
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		*(1)*	*(14)*	*(15)*	*23*		*10*	*1*	*34*
- Effetto dell'esperienza passata	*(3)*	*(1)*	*(1)*	*(5)*	*(3)*		*(1)*	*(1)*	*(5)*
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			(3)	(3)					
Benefici pagati	(6)	(3)	(22)	(31)	(11)		(3)	(21)	(35)
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti	18	3	5	26	2	8			10
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	**196**	**68**	**80**	**344**	**213**	**8**	**78**	**87**	**386**
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio									
Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti						5			5
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)						**5**			**5**
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	**196**	**68**	**80**	**344**	**213**	**3**	**78**	**87**	**381**

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti a lungo termine di €87 milioni (€80 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente gli incentivi monetari differiti per €63 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2013), i premi di anzianità per €16 milioni (€16 milioni al 31 dicembre 2013) e i piani di incentivazione di lungo termine per €8 milioni (€4 milioni al 31 dicembre 2013).
I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	FISDE	Altri	Totale
2013				
Costo corrente		2	29	31
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione			(3)	(3)
Interessi passivi (attivi) netti:				
- Interessi passivi sull'obbligazione	*6*	*2*	1	*9*
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	2	*1*	9
- di cui rilevato nel costo lavoro			*1*	*1*
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	*6*	*2*		*8*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine			(15)	(15)
Totale	**6**	**4**	**12**	**22**
- di cui rilevato nel costo lavoro		*2*	*12*	*14*
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	*6*	*2*		*8*
2014				
Costo corrente		2	*27*	29
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				
Interessi passivi (attivi) netti:				
- Interessi passivi sull'obbligazione	*6*	*2*	*1*	*9*
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	2	1	9
- di cui rilevato nel costo lavoro			*1*	*1*
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	*6*	*2*		*8*
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				
Totale	**6**	**4**	**28**	**38**
- di cui rilevato nel costo lavoro		*2*	*28*	*30*
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	*6*	*2*		*8*

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

	2013			2014		
(€ milioni)	TFR	FISDE	Totale	TFR	FISDE	Totale
Rivalutazioni:						
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(1)	(2)	(3)			
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie		(1)	(1)	23	10	33
- Effetto dell'esperienza passata	(3)	(1)	(4)	(3)	(1)	(4)
	(4)	**(4)**	**(8)**	**20**	**9**	**29**

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Attività a servizio del piano:		
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi		5
		5

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2013					
Tassi di sconto	(%)	3,0		3,0	1,1 - 3,0
Tasso di inflazione	(%)	2,0		2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2014					
Tassi di sconto	%	2,0	2,0	2,0	0,5 - 2,0
Tasso di inflazione	%	2,0	2,0	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione corrisponde all'obiettivo di lungo termine della Banca Centrale Europea. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).
Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
Effetto sull'obbligazione netta:				
TFR	(12)	13	9	
Piani esteri	..	..	..	..
FISDE	(5)	6		6
Altri	(1)	1	1	

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.
L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €39 milioni, di cui €6 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

(€ milioni)	TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
31.12.2013				
2014	3		3	22
2015	3		3	29
2016	3		3	35
2017	4		3	2
2018	5		3	1
Oltre il 2018	178		53	6
31.12.2014				
2015	3		3	33
2016	3		3	29
2017	4		3	34
2018	5		3	1
2019	8		3	1
Oltre il 2019	190	3	63	4

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

		TFR	Piani esteri	FISDE	Altri
2013					
Durata media ponderata	anni	12,6		13,9	3,1
2014					
Durata media ponderata	anni	12,2	7,0	14,9	3,0

31 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	430	301
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Depositi cauzionali	249	247
Altre passività	1.287	1.149
	1.967	**1.697**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura si analizza come segue:

	31.12.2013		31.12.2014	
(€ milioni)	Fair value	Impegni	Fair value	Impegni
Contratti su valute				
Outright	40	1.141	15	556
Currency swap	53	1.205	56	657
Interest currency swap	142	1.099	135	1.130
	235	**3.445**	**206**	**2.343**
Contratti su tassi d'interesse				
Interest Rate Swap	49	583	36	322
	49	**583**	**36**	**322**
Contratti su merci				
Over the counter	19	398		
	19	**398**		
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	**127**		**59**	
	430	**4.426**	**301**	**2.665**

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in assenza di informazioni di mercato, sulla base di appropriate tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.
Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura di €301 milioni (€430 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda: (i) gli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) per €59 milioni la componente opzionale implicita dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Snam SpA (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine).
Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 33 - Garanzie, impegni e rischi.
I depositi cauzionali a lungo termine di €247 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€225 milioni).
Le altre passività di €1.149 milioni riguardano: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo GDF Suez) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€633 milioni), GDF Suez SA (Gruppo GDF Suez) per la fornitura di gas naturale (€161 milioni) per un periodo di 20 anni; GDF Suez SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna al PSV (in Italia) (€6 milioni) e GDF Suez SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna a Eynatten (Germania) (€12 milioni); (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€192 milioni); ed Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€39 milioni); (iii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€29 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€29 milioni); (iv) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà di Interconnector UK Ltd (€2 milioni).
La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativo.

32 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(201)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Altre riserve di capitale:	9.990	9.990
Riserve di rivalutazione:	*9.927*	*9.927*
- Legge n. 576/1975	*1*	*1*
- Legge n. 72/1983	*3*	*3*
- Legge n. 408/1990	*2*	*2*
- Legge n. 413/1991	*39*	*39*
- Legge n. 342/2000	*9.839*	*9.839*
- Legge n. 448/2001	*43*	*43*
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	*63*	*63*
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(179)	(347)
Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	76	
Riserva IFRS 10 e 11 non disponibili	6	7
Riserva IFRS 10 e 11 disponibili		4
Altre riserve di utili non disponibili:	1.489	1.107
Riserva art. 6, comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005	*1.515*	*1.152*
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	*(26)*	*(45)*
Altre riserve di utili disponibili:	15.976	16.749
Riserva disponibile	*15.462*	*16.230*
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	*412*	*412*
Riserva art.14 Legge n. 342/2000	*74*	*74*
Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	*19*	*19*
Riserva da avanzo di fusione	*8*	*13*
Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	*1*	*1*
Acconto sui dividendi	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	4.414	4.455
	40.743	**40.529**

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2014, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie (stesso ammontare al 31 dicembre 2013), prive di indicazione del valore nominale come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 68,99%, di proprietà di altri azionisti.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA (ora Gas & Power), Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2013), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie (n. 11.388.287 azioni al 31 dicembre 2013).

Nell'esercizio sono state acquistate n. 21.656.910 azioni ordinarie, per il corrispettivo di €380 milioni. Il prezzo medio della azioni acquistate è pari a €17,55.

In seguito alla scadenza delle opzioni relative all'assegnazione 2008 del Piano di stock option 2006-2008, le azioni proprie al servizio dei piani di stock option si

decrementano di n. 2.980.725 (al 31 dicembre 2013 le azioni proprie al servizio dei piani di stock erano n. 2.980.725). Al 31 dicembre 2014 non sono in essere piani di stock option.
Per maggiori informazioni si rinvia alla nota n. 35 - Costo lavoro - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni.

Riserva per acquisto azioni proprie
La riserva per acquisto azioni proprie è di €6.201 milioni. L'Assemblea dell'8 maggio 2014 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della presente delibera – fino a un massimo di 363.000.000 di azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6 miliardi, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 c.c., il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

Altre riserve di capitale
Le altre riserve di capitale di €9.990 milioni riguardano:
- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale
La riserva negativa di €347 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati dalla Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

	Derivati di copertura cash flow hedge		
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2013	**(248)**	**69**	**(179)**
Variazione dell'esercizio 2014	(232)	64	**(168)**
Riserva al 31 dicembre 2014	**(480)**	**133**	**(347)**

La variazione di €232 milioni include il reversal a conto economico di oneri di €101 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e di proventi di €134 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale
La riserva, costituita ai sensi dell'art. 6 comma 1, lettera b) D.Lgs. 38/2005 e relativa alla valutazione al fair value delle partecipazioni disponibili per la vendita, si riduce integralmente di €76 milioni a seguito della cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA avvenuta nel primo semestre 2014.

Riserva IFRS 10 e 11 non disponibili

La riserva di €7 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. Le nuove disposizioni sono state applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del 2013. Nel bilancio, l'applicazione delle nuove disposizioni ha comportato al 1° gennaio 2013 un aumento della riserva di €6 milioni. Nel corso del 2014, la riserva si incrementa essenzialmente per effetto dell'attribuzione dell'utile netto 2013 delle joint operation (€4 milioni) e si decrementa di €4 milioni a seguito della distribuzione di dividendi da parte della Società Oleodotti Meridionali SpA, società in joint operation.

Riserva IFRS 10 e 11 disponibili

La riserva di €4 milioni è relativa ai dividendi distribuiti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA, società in joint operation.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €1.107 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 1, lettera a) D.Lgs. 38/2005: la riserva di €1.152 milioni si incrementa per €176 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria dell'8 maggio 2014 in sede di attribuzione dell'utile 2013 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28 febbraio 2005. La riserva si riduce di €539 milioni ai sensi dell'art. 6, comma 3, del D.Lgs. 28 febbraio 2005 in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2014 come di seguito indicato:

	Galp Energia SGPS SA		Snam SpA		Valutazione rimanenze		TOTALE
(€ milioni)	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2013	**1.132**	**(22)**	**413**	**(8)**			**1.515**
Attribuzione utile 2013	10	…	158	(3)	20	(9)	176
Variazione dell'esercizio 2014	(538)	10			(20)	9	(539)
Riserva al 31 dicembre 2014	**604**	**(12)**	**571**	**(11)**			**1.152**

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €45 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevate nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €16.749 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €16.230 milioni con un incremento di €768 milioni dovuto essenzialmente: i) alla riclassifica della riserva art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. 28 febbraio 2005 costituita in sede assembleare per effetto delle plusvalenze realizzate nel corso del 2014 (€539 milioni); (ii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2013 (€255 milioni). Tali incrementi sono stati parzialmente compensati: (i) dalle operazioni under common control (€19 milioni)[9]; (ii) dal fair value dei diritti decaduti relativi ai piani di stock option (€7 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 di Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €13 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Eni Hellas SpA, decorsa dal 1° novembre 2012 (€8 milioni) e di Eni Gas & Power GmbH, decorsa dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni). Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

(9) Nel 2014 sono state effettuate le seguenti operazioni straordinarie: (i) incorporazione dell'ASA Trade SpA. L'operazione è stata approvata in data 30 luglio 2014; l'atto di fusione è stato firmato in data 21 novembre 2014, con efficacia dal 1° dicembre 2014 ed effetti contabili e fiscali retrodatati al 1° ottobre 2014. La fusione è stata preceduta da un affitto di ramo d'azienda dal 1° giugno al 30 novembre 2014; (ii) acquisizione del ramo di azienda "Accounting and Back Office" da Eni Trading & Shipping SpA. L'atto di acquisizione è stato stipulato in data 24 gennaio 2014, con efficacia 1° febbraio 2014; (iii) acquisizione del ramo d'azienda "Midstream Gas" dalla società Eni Gas & Power NV. L'atto è stato stipulato in data 1° ottobre 2014, con efficacia contabile e fiscale a partire dalla stessa data.

- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sui dividendi

Riguarda per €2.020 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per azione deliberato il 17 settembre 2014 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €1,32 miliardi. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €24,24 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli in applicazione IFRS 10 - 11

	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
(€ milioni)	**2013**	**2014**	**31.12.2013**	**31.12.2014**
Eni SpA	**4.410**	**4.460**	**40.733**	**40.523**
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	4	(5)	10	6
Eni SpA - applicazione IFRS 10 - 11	**4.414**	**4.455**	**40.743**	**40.529**

Per maggiori informazioni, si rinvia al paragrafo n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

33 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €70.238 milioni (€65.156 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	17.761	39.517	57.278	20.435	41.429	61.864
Imprese collegate e joint venture	6.249	133	6.382	6.122	117	6.239
Imprese in joint operation		83	83		126	126
Proprio		1.253	1.253		1.834	1.834
Altri		160	160		175	175
Totale	**24.010**	**41.146**	**65.156**	**26.557**	**43.681**	**70.238**

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €20.435 milioni riguardano:
- per €20.331 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, essenzialmente a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €11.717 milioni;
- per €104 milioni le fideiussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Polimeri Europa France SAS e dalla Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative:
- per €6.122 milioni la fidejussione prestata a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano - Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €41.429 milioni riguardano:
- per €15.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2014 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.389 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2014 l'impegno effettivo è di €294 milioni;
- per €2.471 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 3.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2014 l'impegno effettivo è di €1.871 milioni;
- per €1.647 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper, fino a un massimo di 2.000 milioni di dollari USA. Al 31 dicembre 2014 l'impegno effettivo è di €103 milioni;
- per €11.685 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (€4.498 milioni), Refining & Marketing (€6.147 milioni), Altre attività e società finanziarie (€567 milioni), Gas & Power (€375 milioni) e Petrolchimica (€98 milioni) e da questi manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;
- per €3.117 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €2.511 milioni;
- per €1.470 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.153 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;
- per €322 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti da Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione di PortoVesme Srl;
- per €179 milioni i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo;
- per €47 milioni garanzie rilasciate a favore di Česká Rafinérská AS nell'interesse dell'Eni Česká Republika Sro (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;

- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €16 milioni;
- per €33 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;
- per €30 milioni la garanzia rilasciata a favore di Mol Plc nell'interesse di Tigáz (97,88% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento del gas acquistato da Tigáz dal fornitore Mol Plc. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €117 milioni riguardano essenzialmente:
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 ammonta a €53 milioni;
- per €54 milioni, le garanzie prestate a terzi e a società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;
- per €6 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint operation di €126 milioni riguardano:
- le manleve e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche in relazione essenzialmente alla concessione di finanziamenti alla Raffineria di Milazzo ScpA, società in joint operation. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.834 milioni riguardano:
- le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €175 milioni riguardano essenzialmente:
- per €168 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato da Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2014 è pari al nominale.

L'impegno effettivo al 31 dicembre 2013 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Impegni acquisto valuta		268
Impegni vendita valuta		238
Totale impegni acquisto/vendita valuta		**506**
Altri impegni	**214**	**226**
Rischi	**35**	**25**
	249	***757***

Gli impegni di acquisto/vendita valuta di €506 milioni riguardano strumenti finanziari derivati non di copertura su cambi, la cui scadenza è prevista entro la prima settimana del 2015. Al 31 dicembre 2014 il fair value di tali strumenti finanziari derivati è pari a zero.
Gli altri impegni di €226 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2014 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €130 milioni (€71 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €8 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni. In particolare, con riferimento alla vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas e Stogit a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA), perfezionatasi in data 30 giugno 2009, Eni SpA ha ancora l'impegno ad acquistare da Italgas alcuni immobili, tramite la controllata EniServizi SpA, di cui all'accordo del 24 ottobre 2012, che include una clausola di salvaguardia che concede a Snam SpA 120 giorni di tempo dalla data in cui EniServizi e/o Italgas abbiano comunicato alla rispettiva controparte l'intenzione di non dare esecuzione al contratto di compravendita del Complesso Immobiliare, per richiedere l'indennizzo degli oneri ambientali relativi esclusivamente all'immobile. L'eventuale indennizzo, al netto dell'effetto fiscale, sarà dovuto fino a un massimo di circa €76 milioni.
I rischi di €25 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nell'"Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a seguito del trasferimento del portafoglio di Padana Assicurazioni a Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA). Dal 31 dicembre 2012 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale vi è l'interesse di Greenconnector di utilizzare la tratta per il trasporto di energia;
- gli impegni derivanti dalle "Letter of Undertaking" sottoscritte da Eni e OMV a seguito del contratto di finanziamento richiesto da TAG GmbH alla ING. Bank N.V. Gli impegni assunti dai due partner si configurano come segue: (i) impegno a non modificare o recedere anticipatamente dal contratto pluriennale di ship-or-pay con TAG; (ii) impegno a versare i corrispettivi per il servizio di trasporto erogato da TAG;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003;
- l'impegno sorto nell'ambito dell'acquisizione di Eni G&P SA/NV (ex Distrigas NV) di riconoscere agli ex azionisti l'aggiustamento del prezzo ("Tariff Adjustement") legato all'eventuale rialzo delle tariffe di trasporto, per garantire tali obblighi, ha rilasciato delle Parent Company Guarantees di importo al momento non quantificabile.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Ramo Clienti" da Eni ad ACAM Clienti SpA; decorrenza 28 febbraio 2005;
- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni a Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Area Crotone" da Eni a Società Ionica Gas SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate

"Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Direzioni/Società) alla Direzione Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.
I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.
Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.
Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio mercato tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR

derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/ contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione:

a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime;
b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset;
c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone

principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi:
a) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie);
b) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99° percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso dell'esercizio 2014 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio ponderato pari ad A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).
Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

	2013				2014			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse[a]	3,67	1,49	2,07	2,15	4,42	1,29	2,05	2,49
Tasso di cambio	0,37	0,07	0,14	0,24	0,23	0,03	0,09	0,12

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA, Banque Eni SA e Eni Finance USA Inc.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

	2013				2014			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Portfolio Management Esposizioni Commerciali[a]	108,13	36,59	59,92	66,44	44,20	4,02	21,46	4,02
Trading[b]	7,50	1,36	4,11	2,93	5,57	0,46	3,04	0,87

(a) Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading&Shipping portafoglio Commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione MidStream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione MidStream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.
(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading&Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

	2013				2014			
(€ milioni)	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Liquidità strategica[a]	0,12	0,02	0,10	0,11	0,28	0,09	0,14	0,26

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata a luglio 2013.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi.

I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage); (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio/lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine; (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso – tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali – a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; al 31 dicembre 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2014 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2014, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.141 milioni, di cui €40 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.597 milioni, di cui €647 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano pressoché tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Nelle tabelle che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari, compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.926	3.143	3.076	2.710	1.102	8.452	**20.409**
Passività finanziarie a breve termine	4.495						**4.495**
Passività per strumenti finanziari derivati	961	256	3	26	22	124	**1.392**
	7.382	**3.399**	**3.079**	**2.736**	**1.124**	**8.576**	**26.296**
Interessi su debiti finanziari	693	618	568	481	359	1.215	**3.934**
Garanzie finanziarie	97						**97**

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.180	3.104	2.745	1.321	2.402	7.899	**20.651**
Passività finanziarie a breve termine	3.799						**3.799**
Passività per strumenti finanziari derivati	2.278	114	26	39	43	79	**2.579**
	9.257	**3.218**	**2.771**	**1.360**	**2.445**	**7.978**	**27.029**
Interessi su debiti finanziari	667	617	531	409	367	1.364	**3.955**
Garanzie finanziarie	18						**18**

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2014**	**2015-2018**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2013				
Debiti commerciali	7.354			7.354
Altri debiti e anticipi	1.124	226	23	1.373
	8.478	**226**	**23**	**8.727**

	Anni di scadenza			
(€ milioni)	**2015**	**2016-2019**	**Oltre**	**Totale**
31.12.2014				
Debiti commerciali	8.377			8.377
Altri debiti e anticipi	1.157	224	23	1.404
	9.534	**224**	**23**	**9.781**

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

	Anni di scadenza						
(€ milioni)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**Oltre**	**Totale**
Contratti di leasing operativo non annullabili[a]	**118**	**117**	**103**	**90**	**41**	**133**	**602**
Costi di abbandono e ripristino siti[b]		**3**	**11**	**15**	**45**	**3.256**	**3.330**
Costi relativi a fondi ambientali	**211**	**101**	**65**	**61**	**49**	**256**	**743**
Impegni di acquisto	**17.425**	**15.361**	**14.587**	**14.259**	**13.561**	**126.844**	**202.037**
- Gas[c]							
Take-or-pay	15.359	13.881	13.155	13.103	12.563	123.603	191.664
Ship-or-pay	2.066	1.480	1.432	1.156	998	3.241	10.373
Altri impegni, di cui:							
Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	2	116	130
Altri	76					20	96
Totale	**17.833**	**15.585**	**14.769**	**14.428**	**13.698**	**130.625**	**206.938**

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.
(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.
(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

	Anni di scadenza					
(€ milioni)	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019 e Oltre**	**Totale**
Impegni per progetti committed	971	578	490	421	39	**2.499**
	971	**578**	**490**	**421**	**39**	**2.499**

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

	2013			2014		
		Proventi (oneri) rilevati a			Proventi (oneri) rilevati a	
(€ milioni)	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading[a]	(282)	(267)		(180)	188	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH[b]	(191)	8	(227)	(462)	(5)	(232)
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Strumenti finanziari destinati al trading:						
- Titoli[c]	5.004	4		5.024		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Altre imprese disponibili per la vendita[d]	2.770	168	11	1.744	(221)	
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti[e]	13.040	(280)		14.042	(269)	
- Crediti finanziari[c]	8.597	1.547		10.749	616	
- Debiti commerciali e altri debiti[f]	(8.478)	76		(9.534)	(222)	
- Debiti finanziari[c]	(25.249)	(2.088)		(24.687)	(1.083)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €80 milioni di oneri (oneri per €193 milioni nel 2013) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €268 milioni di proventi (oneri per €74 milioni nel 2013).
(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) operativi".
(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".
(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni".
(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €383 milioni di oneri (oneri per €277 milioni nel 2013) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €114 milioni di proventi (oneri per €3 milioni nel 2013).
(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);

c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2014 di Eni SpA sono classificate:

	2013		2014	
(€ milioni)	Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:				
Attività finanziarie destinate al trading	4.461	543	5.024	
Rimanenze - Certificati bianchi	20		34	
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		589		1.659
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		14		40
Attività non correnti:				
Altre partecipazioni valutate al fair value	2.770		1.744	
Altre attività finanziarie - Titoli	20		20	
Strumenti finanziari derivati non di copertura		310		238
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		6		
Passività correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading		751		1.776
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		210		502
Passività non correnti:				
Strumenti finanziari derivati non di copertura		430		301
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1		

Nel corso dell'esercizio 2014 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che verosimilmente tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2014, a fronte di 5,38 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,24 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,14 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

34 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".
I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	48.012	42.356
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	8	(7)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)	1
	48.018	**42.350**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Gas naturale e GPL	19.924	17.013
Prodotti Petroliferi	18.901	16.465
Energia elettrica e utility	3.880	3.387
GNL	1.786	1.988
Greggi	1.900	1.809
Vettoriamento gas su tratte estere	151	103
Gestione sviluppo sistemi informatici	104	69
Gestione energia	9	5
Altre vendite e prestazioni	1.357	1.517
	48.012	**42.356**

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€17.013 milioni) riguardano le vendite di gas in Italia per €9.697 milioni (35,5 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €6.470 milioni (24,12 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€846 milioni).
I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€16.465 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€4.392 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€3.668 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€4.095 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€2.184 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€2.126 milioni).
I ricavi da energia elettrica e utility (€3.387 milioni) riguardano le vendite a terzi (€2.299 milioni) e a società controllate (€1.088 milioni), in particolare in Italia.
I ricavi da vendita GNL (€1.988 milioni) riguardano essenzialmente vendite a terzi.
I ricavi da vendita greggi (€1.809 milioni) riguardano le vendite a società controllate.
I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (€103 milioni) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.
I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (€69 milioni) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.
I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (€5 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.
Le altre vendite e prestazioni (€1.517 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€793 milioni); la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€70 milioni) e da acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale rispettivamente da Electrabel Italia e da GDF Suez SA (€97 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€25 milioni) e di trasporto marittimo e controstallie (€16 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€27 milioni) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (€5 milioni).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2013	2014
Accise	(9.402)	(8.853)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(1.925)	(1.821)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.157)	(997)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(236)	(326)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(81)	(62)
Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela	(32)	(32)
	(12.833)	**(12.091)**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 40 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.
I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi
Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi per attività in joint venture	45	69
Locazioni, affitti e noleggi	64	63
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	6	2
Altri proventi	156	225
	271	**359**

I proventi per attività in joint venture di €69 milioni riguardano l'addebito ai partner delle prestazioni interne.
Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €63 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

35 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi
Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	37.232	30.633
Costi per servizi	8.673	8.048
Costi per godimento di beni di terzi	684	644
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.003	142
Variazioni rimanenze	289	1.620
Altri oneri	636	695
	48.517	**41.782**

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2013	2014
Gas naturale	17.408	14.115
Materie prime, sussidiarie	14.104	11.081
Prodotti	4.031	3.951
Semilavorati	1.511	1.265
Materiali e materie di consumo	372	434
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(175)	(182)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(19)	(31)
	37.232	**30.633**

I costi per approvvigionamento del gas naturale di €14.115 milioni sono diminuiti di €3.293 milioni per effetto principalmente della riduzione dei prezzi d'acquisto a fronte della rinegoziazione di alcuni contratti di approvvigionamento di lungo termine.
I costi di acquisto materie prime e sussidiarie di €11.081 milioni sono diminuiti di €3.023 milioni a seguito della riduzione del volume degli acquisti e della riduzione del costo medio di approvvigionamento.

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2013	2014
Trasporto e distribuzione di gas naturale	3.210	3.040
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	1.036	1.112
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	698	900
Tollig fee per la produzione di energia elettrica	754	676
Progettazione e direzione lavori	514	462
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	417	371
Trasporti e movimentazioni	388	357
Consulenze e prestazioni professionali	336	309
Manutenzioni	335	324
Costi di vendita diversi	293	296
Servizi di modulazione e stoccaggio	162	170
Postali, telefoniche e ponti radio	153	149
Compensi di lavorazione	409	137
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	201	118
Viaggi, missioni e altri	119	80
Altri	1.003	894
	10.028	**9.395**
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(1.154)	(1.071)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(201)	(276)
	8.673	**8.048**

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €122 milioni.
I costi per godimento beni di terzi di €644 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €220 milioni (€259 milioni al 31 dicembre 2013) e canoni per contratti di leasing operativo per €190 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2013). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €145 milioni (€140 milioni al 31 dicembre 2013). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

(€ milioni)	Totale	Primo anno	Secondo anno	Terzo anno	Quarto anno	Quinto anno	Oltre 5 anni
Immobili per uffici	519	94	92	85	74	41	133
Altri	83	24	25	18	16		
Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili	**602**	**118**	**117**	**103**	**90**	**41**	**133**

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €142 milioni sono diminuiti di €861 milioni essenzialmente per effetto della circostanza che nel 2013 furono rilevati maggiori accantonamenti a fronte di contratti onerosi della Gas & Power. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.
La variazione rimanenze di €1.620 milioni include l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi correnti dell'esercizio.
Gli altri oneri di €695 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'accantonamento netto al fondo svalutazione crediti (€383 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€131 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal Gestore Servizi Energetici GSE, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€72 milioni).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Salari e stipendi	806	856
Oneri sociali	231	243
Oneri per benefici ai dipendenti	66	86
Costi personale in comando	58	75
Altri costi	197	(19)
	1.358	**1.241**
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(93)	(92)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(61)	(68)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(7)	(8)
	1.197	**1.073**

Il costo lavoro di €1.073 milioni è diminuito di €124 milioni in relazione essenzialmente ai minori oneri di incentivazione all'esodo e comprende oneri per programmi a contributi definiti per €54 milioni.
Gli altri costi includono l'utilizzo per esuberanza dei fondi mobilità lunga dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013-2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010-2011.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(€ milioni)	2013	2014
Dirigenti	607	643
Quadri	4.091	4.359
Impiegati	6.236	6.556
Operai	1.242	1.143
	12.176	**12.701**

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

In seguito alla scadenza delle opzioni relative all'assegnazione 2008 del Piano di stock option 2006-2008, al 31 dicembre 2014 non sono in essere piani di stock option. Il Piano di stock option 2006-2008 era stato approvato dall'Assemblea degli azionisti di Eni SpA del 25 maggio 2006 e successivamente Eni non ha più deliberato piani di incentivazione basati sull'assegnazione di strumenti finanziari.
I Piani di stock option prevedevano l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni ai dirigenti di Eni e delle società controllate (escluse le società quotate) più direttamente responsabili dei risultati aziendali o di interesse strategico. I diritti di opzione davano la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni, in un rapporto di 1:1, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali di Borsa nel mese precedente l'assegnazione o, se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Al 31 dicembre 2014 non ci sono opzioni in essere.

L'evoluzione dei diritti di opzione nel 2014 è costituita dal carry-over dei diritti assegnati negli anni precedenti, come di seguito illustrato:

	2012			2013			2014		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato[a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato[a] (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato[a] (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	**11.873.205**	**23,101**	**15,941**	**8.259.520**	**23,545**	**18,457**	**2.980.725**	**22,540**	**17,533**
Diritti esercitati nel periodo	(93.000)	16,576	16,873						
Diritti decaduti nel periodo	(3.520.685)	22,233	16,637	(5.278.795)	24,112	16,278	(2.980.725)	22,540	19,766
Diritti esistenti al 31 dicembre	**8.259.520**	**23,545**	**18,457**	**2.980.725**	**22,540**	**17,533**			
di cui: esercitabili al 31 dicembre	**8.243.205**	**23,544**	**18,457**	**2.969.450**	**22,540**	**17,533**			

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €34 milioni e €39 milioni rispettivamente per il 2013 e il 2014 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Salari e stipendi	22	22
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Altri benefici a lungo termine	11	10
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		6
	34	**39**

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €10,1 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €419 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	(193)	(80)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	25	1
	(168)	**(79)**

Gli altri oneri operativi netti di €79 milioni (oneri operativi netti di €168 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€80 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Gas & Power (provento netto di €1 milione).
I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2013	2014
Ammortamenti:		
- immobili, impianti e macchinari	776	804
- attività immateriali	184	296
	960	**1.100**
Svalutazioni:		
- immobili, impianti e macchinari	778	160
- attività immateriali	2	
	780	**160**
	1.740	**1.260**

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.260 milioni sono diminuiti di €480 milioni a seguito essenzialmente della circostanza che nel 2013 furono rilevate maggiori svalutazioni (€618 milioni) in particolare degli impianti di raffinazione (€432 milioni).
Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 14 - Immobili, Impianti e Macchinari e n. 16 - Attività immateriali.

36 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	2.080	1.426
Oneri finanziari	(2.464)	(1.919)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24
	(380)	**(469)**
Strumenti finanziari derivati	(91)	330
	(471)	**(139)**

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(659)	(680)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(72)	(52)
Interessi attivi su depositi e c/c	27	12
Proventi netti da attività finanziarie destinate al trading	4	24
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	94	66
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(27)	(21)
	(633)	**(651)**
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.669	692
Differenze attive da valutazione	84	371
Differenze passive realizzate	(1.555)	(823)
Differenze passive da valutazione	(79)	(234)
	119	**6**
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo[(a)]	(49)	(59)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	109	128
Commissioni per servizi finanziari	50	52
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(26)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	3	44
Altri proventi	23	61
Altri oneri	(27)	(58)
	83	**136**
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	51	40
	(380)	**(469)**

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Strumenti finanziari derivati su valute	(55)	258
Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse	5	4
Opzione implicite su prestiti obbligazionari convertibili	(41)	68
	(91)	**330**

I proventi netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €330 milioni si determinano per effetto: (i) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie, (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi posti in essere dalla Gas & Power (onere netto di €6 milioni).
I proventi netti su opzioni di €68 milioni riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite dei prestiti obbligazionari convertibili in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (€45 milioni) e in azioni ordinarie Snam SpA (€23 milioni). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine.
I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

37 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Dividendi	9.888	6.992
Plusvalenze nette da vendite	173	97
Altri proventi	175	10
Totale proventi	**10.236**	**7.099**
Svalutazioni e perdite	(1.834)	(1.576)
	8.402	**5.523**

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Dividendi		
Eni International BV	6.966	6.523
Ecofuel SpA	116	116
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	132	80
Eni Finance International SA	57	67
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	90	63
Snam SpA	72	43
Unión Fenosa Gas SA		23
Galp Energia SGPS SA	43	22
Eni Insurance Ltd	27	10
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	11	10
LNG Shipping SpA	153	6
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	6	5
Tecnomare SpA	11	4
Eni Adfin SpA	4	4
Eni Investments Plc	1.964	
Saipem SpA	129	
EniPower SpA	85	
Altre	22	16
	9.888	**6.992**
Plusvalenze nette da vendite		
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Galp Energia SGPS SA	67	77
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	31	19
Vendita azioni Snam SpA	67	
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Snam SpA	8	
Vendita Isontina Reti Gas SpA		1
	173	**97**
Altri proventi		
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile	158	10
Proventi da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile	10	
Rivalutazione Immobiliare Est SpA	7	
	175	**10**
Totale proventi	**10.236**	**7.099**

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Svalutazioni		
Versalis SpA	630	546
Società Adriatica Idrocarburi SpA		278
Syndial SpA	299	255
Raffineria di Gela SpA	21	107
Eni West Africa SpA	20	47
Società Ionica Gas SpA	331	32
Eni Mozambico SpA	8	21
Eni Gas & Power NV	308	
Eni East Africa SpA	86	
Tigáz Zrt	81	
Ieoc SpA	20	
Distribuidora de Gas del Centro SA	9	
Eni Adfin SpA	8	4
Altre minori	12	10
	1.833	**1.300**
Altri oneri		
Oneri da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile		231
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		15
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		30
Vendita azioni Est Reti Elettriche SpA	1	
	1	**276**
Totale oneri	**1.834**	**1.576**

38 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
- IRES	60	9
- IRAP	(9)	1
Addizionale Legge n.7/09	(184)	824
Totale imposte correnti	**(133)**	**834**
Imposte differite	42	(47)
Imposte anticipate	790	214
Svalutazione imposte anticipate[a]	(903)	(500)
Totale imposte differite e anticipate	**(71)**	**(333)**
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	**(204)**	**501**
Imposte correnti relative alla joint operation	(5)	1
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	25	54
Totale imposte sul reddito joint operation	**20**	**55**
	(184)	**556**

(a) Per il commento alla svalutazione delle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 19 - Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2014 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2009 compreso, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA, ad eccezione degli effetti delle liquidazioni dell'IRES consolidata per il periodo d'imposta 2005 per la società Snamprogetti SpA e per il periodo d'imposta 2008 per la società Versalis SpA, già incluse nel consolidato fiscale.
La differenza del 41,76% tra il tax rate effettivo (-14,26%) e teorico (27,50%), inclusivo delle joint operation, è riferibile essenzialmente alla differenza (40,15%) tra il tax rate effettivo (-12,65%) e teorico (27,50%[10]) di Eni SpA.

(10) Nel 2013 l'aliquota teorica del 38% comprendeva l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia, cosiddetta Robin Tax, con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011). Tali aliquote addizionali non si applicano ad Eni SpA nel 2014 avendo chiuso l'esercizio 2013 in perdita. La Robin Tax è stata abrogata nel febbraio 2015 con sentenza della Corte Costituzionale per illegittimità con effetto "prospective" cioè senza alcun diritto di rimborso.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA è dovuta essenzialmente:

(€ milioni)		2013			2014	
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	4.614	38,00%	1.753	3.959	27,50%	1.089
Differenza tra valore e costi della produzione rettificata	(2.086)	3,90%		(257)	4,26%	
Aliquota teorica		**38,00%**			**27,50%**	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-77,36%			-46,18%	
- perdite fiscali società incluse nel consolidato fiscale		-1,63%			-2,74%	
- svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni		15,58%			9,93%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		4,00%			-20,82%	
- svalutazioni anticipate		19,57%			12,63%	
- effetto eliminazione addizionale all'Ires Robin Tax					9,45%	
- altre variazioni		6,28%			-2,42%	
Aliquota effettiva		**4,44%**			**-12,65%**	

Questa differenza di Eni SpA è dovuta essenzialmente: (i) alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 46,18%); (ii) al provento per il rimborso dell'addizionale all'IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 20,82%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto del 12,63%); (ii) dall'adeguamento delle imposte differite conseguente alla sentenza con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'addizionale all'IRES cosiddetta Robin Tax (con un effetto del 9,45%); (iii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (7,19%) e da altri fenomeni di minore importo.

39 Discontinued operations

Non si rilevano discontinued operations per l'anno 2014.

40 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Corporate	Elisioni	Totale
Esercizio 2013						
Ricavi netti della gestione caratteristica[a]	3.827	25.596	22.284	1.055		52.762
a dedurre: ricavi tra linee di business/staff	(3.124)	(546)	(227)	(847)		(4.744)
Risultato operativo	1.414	(2.606)	(1.564)	(459)	(118)	(3.333)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	10	903	81	9		1.003
Ammortamenti e svalutazioni	841	31	835	33		1.740
Attività direttamente attribuibili[b]	3.922	13.593	10.377	494		28.386
Passività direttamente attribuibili[c]	2.559	8.056	3.099	1.211		14.925
Investimenti in attività materiali e immateriali	673	36	534	104		1.347
Esercizio 2014						
Ricavi netti della gestione caratteristica[a]	3.319	22.597	19.449	981		46.346
a dedurre: ricavi tra linee di business/staff	(2.531)	(502)	(139)	(824)		(3.996)
Risultato operativo	869	(332)	(1.898)	(340)	216	(1.485)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	10	(16)	124	24		142
Ammortamenti e svalutazioni	855	21	344	40		1.260
Attività direttamente attribuibili[b]	4.660	13.213	8.638	501		27.012
Passività direttamente attribuibili[c]	3.264	8.898	3.206	1.125		16.493
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.006	30	410	42		1.488

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi tra linee di business/staff.
(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi tra linee di business/staff sono conseguiti applicando le condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione:

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Altre Aree	Totale
Esercizio 2013							
Attività direttamente attribuibili[a]	24.364	1.659	170	29	1.687	477	28.386
Investimenti in attività materiali e immateriali[b]	1.271					76	1.347
Esercizio 2014							
Attività direttamente attribuibili[a]	22.684	2.170	202	151	1.172	633	27.012
Investimenti in attività materiali e immateriali[b]	1.228					260	1.488

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(b) Dato non significativo a livello Eni SpA.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2013	2014
Italia	32.052	26.508
Resto dell'Unione Europea	12.987	12.654
Asia	1.459	1.725
Resto dell'Europa	741	670
Africa	224	461
Americhe	537	292
Altre aree	18	40
	48.018	**42.350**

41 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:
a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
c) il rapporto intrattenuto con Vodafone Omnitel BV correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti, regolati alle condizioni di mercato, riguardano in particolare i servizi di comunicazione mobile (€11,5 milioni in termini di acquisti nel 2014) e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni (importo non significativo nel 2014);
d) i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2014 con: (i) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€4 milioni); (ii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).
Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2013

(€ milioni)

	31.12.2013					2013						
						Costi[a]			Ricavi[b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	11				11.418					7		
Agip Karachaganak BV	12				2.506					11	2	
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	52									52		
Agip Oil Ecuador BV	2				100					3		
Distrigas LNG Shipping SA		3			105			18				
Ecofuel SpA	3	20	1		22	215				1	2	
Eni Adfin SpA	9	8			1		61	10		19	3	
Eni AEP Ltd					67							
Eni Angola Exploration BV	6				67					6		
Eni Austria GmbH	9				9			1	125	1		
Eni Congo SA	31	1						1	1	79		
Eni Croatia BV	1	13				120				1	1	
Eni Deutschland GmbH	168	9				108			1.841	3		
Eni Finance International SA	2		67	164						1		
Eni France Sarl	8	7			97	119			22	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	132								681	1	1	
Eni Fuel Nord SpA	146				17				701	1	1	
Eni Gas & Power France SA	122	3			9	4	5		782		1	
Eni Gas & Power GmbH	163	3					10		1.003			
Eni Gas & Power NV	490	381	15	13	56	2.542	(36)	14	2.214	20	1	(1)
Eni Insurance Ltd	5				348		23			1	3	
Eni Lasmo Ltd					469							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	24	57				490	1		137	34		
Eni Middle East BV					368							
Eni Norge AS	11	12		3	260	124				17	2	
Eni North Africa BV	13	47			53	325				15	2	
Eni Petroleum Co Inc	6	6			863		6			16		
Eni Rete oil&nonoil SpA	18	28				5	10		567	4	5	
Eni Slovenija Doo	29				23				223			
Eni Suisse SA	16	3				53	1		212	1		
Eni Trading & Shipping Inc					120							
Eni Trading & Shipping SpA	1.422	1.811	209	289	4.453	14.454	183	(8)	2.840	35	3	(237)
Eni UK Ltd	7	65			4		58			11	3	
Eni Usa Gas Marketing LIC					1.331							
Eni West Africa SpA	1				75					2		
EniPower Mantova SpA	31	38			6	22	115		140	10		
EniPower SpA	113	284	8		30	145	527	6	398	37	3	
EniServizi SpA	22	22			35	1	143	17	19	16	5	
First Calgary Petroleums LP					1.099							
LNG Shipping SpA	8	10			4		8	135	4		1	
Nigerian Agip Oil Co Ltd	65	52			59		(7)	16		36		
Polimeri Europa France Sas					94							
Raffineria di Gela SpA	50	102			139	1	390	7	165	16	3	
Saipem America Inc					33							
Saipem Australia Pty Ltd					120							
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			51	86	609				1			

(€ milioni)

	31.12.2013					2013						
						Costi[a]			Ricavi[b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Saipem Contracting Algerie SpA					128							
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					486							
Saipem Ltd			2	5	102		3					
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			1	9	75							
Saipem SA		4	7	26	384		10					
Saipem SpA	18	102	47	82	2.661	2	203	24	4	23	6	
Snamprogetti Canada Inc					100							
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					136							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	18	22			9	89			3	24		
Società Ionica Gas SpA	19	40				235			14	8		
Syndial SpA	25	38			913		11	19	11	30	5	
Tecnomare SpA	3	40			10		63	2		3	1	
Tigáz Zrt	11		3	2	159				82	1	1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	9	371					343			59		
Versalis SpA	180	65	1		1.013	3	7		837	115	5	
Altre[*]	239	150	5	9	547	47	149	74	84	337	60	
	3.730	**3.817**	**417**	**688**	**31.792**	**19.104**	**2.287**	**336**	**13.111**	**1.058**	**120**	**(238)**
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno					6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33								165	1		
Eni East Africa SpA										53	5	
InAgip doo	51	5					(2)		(4)	5		
Società EniPower Ferrara Srl	31	72			31	22	119		100	17		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1					1		254			
Unión Fenosa Gas SA	1				57				17	1	1	
Altre[*]	33	13			62		53		79		4	
	172	**91**			**6.272**	**22**	**171**		**611**	**77**	**10**	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	95					2	843		77	103		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	70	134				810		68	265	21		
Gruppo Snam	310	537			13	38	2.037	4	790	37	1	
Terna SpA	7	41				38	148	10	10	35		19
Altre imprese a controllo statale[*]	36	21				1	44	4	45	2		
	518	**733**			**13**	**889**	**3.072**	**86**	**1.187**	**198**	**1**	**19**
Fondi pensione e fondazioni		**1**					**4**	**28**				
	4.420	**4.642**	**417**	**688**	**38.077**	**20.015**	**5.534**	**450**	**14.909**	**1.333**	**131**	**(219)**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2014

(€ milioni)

	31.12.2014					2014						
						Costi[a]			Ricavi[b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Imprese controllate												
Agip Caspian Sea BV	27				12.970					23		
Agip Karachaganak BV	22				2.846		2			18	3	
Agip Oil Ecuador BV	1				112					3		
Ecofuel SpA	3	22			15	220						
Eni AEP Ltd					102							
Eni Angola SpA	42				31					71		
Eni Austria GmbH	3				9				109	1		
Eni Česká Republika Sro					54	26						
Eni Congo SA	54								1	108		
Eni Croatia BV	1					81				2		
Eni Deutschland GmbH	140			1		122			1.751	6		
Eni Engineering Ltd	3	57					86			2		
Eni Finance International SA	2		47	247								
Eni France Sarl	14	14			45	132			18	1		
Eni Fuel Centro-Sud SpA	118				1				673	2		
Eni Fuel Nord SpA	119				16				615	2		
Eni Gas & Power France SA	198	1			23				633			
Eni Gas & Power GmbH							10		630			
Eni Gas & Power NV	179	44			161	1.372	5		1.296	19		(4)
Eni Insurance Ltd					234		24					
Eni Lasmo Ltd					533					9		
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd					138							
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	37	36			6	433	1		128	29		
Eni Middle East BV					417							
Eni Norge AS	25	15	1		240	133		2		30		
Eni North Africa BV	12				61	755			69	27	2	
Eni Petroleum Co Inc	9				239			8		13		
Eni Rete oil&nonoil SpA	23	24			5	4	10		528	4	3	
Eni Slovenija Doo	14				4	11			205			
Eni Suisse SA	12	3				39			182	1		
Eni Trading & Shipping Inc					196							
Eni Trading & Shipping SpA	3.341	4.010	389	598	5.957	11.919	138	5	4.159	12	8	(353)
Eni ULX Ltd					134							
Eni UK Ltd	10	82			15		61			15	3	
Eni US Operating Co Inc					741							
Eni West Africa SpA					85					4		
EniPower Mantova SpA	29	35			6	20	114	1	130	15		
EniPower SpA	96	292	6		29	134	448	4	383	56		
EniServizi SpA	23	18			46		128	15	14	16	4	
First Calgary Petroleums LP					1.248							
Floaters SpA		21						50				
LNG Shipping SpA	13	12			2	12	4	111	14			
Nigerian Agip Oil Co Ltd	78	75			68		15			33		
Raffineria di Gela SpA		75			143	1	140	7	61	12	3	
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda			110	41	464		7		2			
Saipem Contracting Algerie SpA					110							

(€ milioni)

	31.12.2014					2014						
						Costi[a]			Ricavi[b]			Derivati
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	Commodity
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd					417							
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU					213							
Saipem Ltd				18	89							
Saipem Misr for Petroleum Service Sae			18	3	82							
Saipem SA			49	114	340		6					
Saipem SpA	19	124	380	167	2.429		224		7	19	1	
Snamprogetti Canada Inc					129							
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc					73							
Società Adriatica Idrocarburi SpA	10	11			9	54				26		
Società Ionica Gas SpA	4	33				162				6		
Sofresid SA			244	1								
Syndial SpA	27	61			883	2	20	30	6	32	1	
Tecnomare SpA	5	49			9		72	1		4	2	
Tigáz Zrt			6	4	189				27			
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	2	306		2			312			59		
Versalis SpA	143	44	5	2	1.116	7	20		556	111	5	27
Versalis France Sas					98							
Altre[*]	268	122	18	2	424	11	101	114	140	331	86	
	5.126	**5.586**	**1.273**	**1.200**	**34.006**	**15.650**	**1.948**	**348**	**12.337**	**1.122**	**121**	**(330)**
Imprese collegate e joint venture												
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	6				6.122							
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH									134	2		
Società EniPower Ferrara Srl	19	29				12	110		89	28		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1							157			
Unión Fenosa Gas SA					57		1					
Altre[*]	62	12			21		89	1	29	10	13	
	102	**42**			**6.200**	**12**	**200**	**1**	**409**	**40**	**13**	
Imprese controllate dallo Stato												
Gruppo Enel	59	14					914		179	127		
Gruppo Gestore Servizi Energetici	75	123				576	2	59	172	13		
Gruppo Snam	129	541			7	155	1.866	5	233	29		
Terna SpA	3	46				18	148	7	2	31	43	12
Altre imprese a controllo statale[*]	32	30					41	3	41	2	1	
	298	**754**			**7**	**749**	**2.971**	**74**	**627**	**202**	**44**	**12**
Fondi pensione e fondazioni		**2**					**4**	**20**				
	5.526	**6.384**	**1.273**	**1.200**	**40.213**	**16.411**	**5.123**	**443**	**13.373**	**1.364**	**178**	**(318)**

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.
(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.
(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:
- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA), nonchè di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Slovenija Doo, Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate (es. Versalis SpA, Eni Trading & Shipping SpA, Raffineria di Gela SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (es. EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Società Adriatica Idrocarburi SpA, Società Ionica Gas SpA, Eni North Africa BV, Eni Croatia BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di gas all'estero a Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power GmbH, Eni Gas & Power NV, EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Unión Fenosa Gas Comercializadora SA, Tigáz Zrt sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare SpA ed Eni Engineering Ltd regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sarl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SA, Eni Angola SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Società Adriatica Idrocarburi SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Agip Caspian Sea Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi tecnici e di coordinamento gestionale da Eni UK Ltd fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
- i compensi di lavorazione greggi dalla Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl e Raffineria di Gela SpA sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede, a fronte di un corrispettivo determinato con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con i terzi, la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA regolati da contratti stipulati alle normali condizioni di mercato;
- il riconoscimento a Syndial degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni, principalmente con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity sulla base dei corrispettivi determinati con criteri analoghi alle prassi seguite nei rapporti con terzi.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:
- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica con il Gruppo GSE - Gestore Servizi Energetici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione da Terna SpA di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas, servizi di stoccaggio, servizi di distribuzione e vettoriamento dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico;
- la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema con il Gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la stipula di contratti derivati su commodity con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2013

(€ milioni)

		31.12.2013			**2013**	
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati
Imprese controllate						
Ecofuel SpA		100				2
Eni Adfin SpA		179				
Eni Angola SpA	494				5	
Eni Finance International SA	2.296	430	21.217	7	32	10
Eni Finance Usa Inc			2.335		2	
Eni Gas & Power GmbH		83				
Eni Hewett Ltd			146		1	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	135	4			1	
Eni Trading & Shipping Inc	15		51			
Eni Trading & Shipping SpA		872	1.123	2	8	47
EniPower Mantova SpA	136				2	
EniPower SpA	218	33			2	
EniServizi SpA	65	3			1	
LNG Shipping SpA		158		2		
Raffineria di Gela SpA	50				3	
Saipem SpA	2.197	8	29		74	1
Serfactoring SpA	185	19			3	
Società Adriatica Idrocarburi SpA		107				
Società Ionica Gas SpA		126			27	(70)
Syndial SpA		2.193	39	11	2	
Tigáz Zrt		4	298		1	7
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	904	10			14	10
Versalis SpA	1.434	28	13		41	9
Altre(*)	274	305	199		25	(17)
	8.403	**4.662**	**25.450**	**22**	**244**	**(1)**
Imprese collegate e joint venture						
Società EniPower Ferrara Srl	163				3	
Transmediterranean Pipeline Co Ltd			127			
Altre(*)	41	2	14		3	
	204	**2**	**141**		**6**	
Imprese controllate dallo Stato						
Altre imprese a controllo statale(*)					3	
					3	
	8.607	**4.664**	**25.591**	**22**	**253**	**(1)**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2014

(€ milioni)

	31.12.2014			2014			
Denominazione	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Imprese controllate							
Banque Eni	235						
Eni Adfin SpA		158					
Eni Finance International SA	2.719	449	21.517	7	34	(453)	
Eni Finance Usa Inc			2.652		1		
Eni Hewett Ltd			86		1		
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	118				2		
Eni Trading & Shipping Inc			68				
Eni Trading & Shipping SpA	2.024	198	1.777	1	16	1	
EniPower Mantova SpA	132				2		
EniPower SpA	164	69			1	1	
EniServizi SpA	61	13			1		
LNG Shipping SpA		178		1			
Raffineria di Gela SpA	157				1		
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda		1	10		3	156	
Saipem SA		15	54		2	(54)	
Saipem SpA	1.797	18	30		91	309	(5)
Serfactoring SpA	190	11			2		
Società Adriatica Idrocarburi SpA		71					
Società Ionica Gas SpA		178					
Sofresid SA		23				262	
Syndial SpA		2.113	11	7	2		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	758	9			11	(12)	
Versalis SpA	2.191	24	15		44	(10)	
Altre(*)	223	386	97	1	22	32	
	10.769	**3.914**	**26.317**	**17**	**236**	**232**	**(5)**
Imprese collegate e joint venture							
Società EniPower Ferrara Srl	122				2		
Altre(*)	38	14	18		9		
	160	**14**	**18**		**11**		
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale(*)							
	10.929	**3.928**	**26.335**	**17**	**247**	**232**	**(5)**

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze. Le condizioni applicate alle società del Gruppo sono in linea con le migliori condizioni di mercato.
I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.
Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 33 - Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

	31.12.2013			31.12.2014		
(€ milioni)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza** (%)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza** (%)
Crediti commerciali e altri crediti	18.784	10.043	53,47	20.831	12.228	58,70
Altre Attività correnti	846	360	42,55	2.417	1.226	50,72
Altre Attività finanziarie	2.873	2.825	98,33	3.980	3.924	98,59
Altre Attività non correnti	2.493	179	7,18	1.673	115	6,87
Passività finanziarie a breve termine	4.536	4.361	96,14	3.799	3.630	95,55
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.929	1	0,05	3.488	1	0,03
Debiti commerciali e altri debiti	8.478	4.291	50,61	9.534	6.050	63,46
Altre passività correnti	1.294	601	46,45	2.647	1.121	42,35
Passività finanziarie a lungo termine	18.784	296	1,58	17.400	297	1,71
Altre passività non correnti	1.967	438	22,27	1.697	413	24,34

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2013			2014		
(€ milioni)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza** (%)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza** (%)
Ricavi della gestione caratteristica	48.018	16.242	33,82	42.350	14.737	34,80
Altri ricavi e proventi	271	40	14,76	359	86	23,96
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	48.517	25.772	53,12	41.782	21.699	51,93
Altri proventi (oneri) operativi	(168)	(219)	n.s.	(79)	(318)	n.s.
Proventi finanziari	2.080	253	12,16	1.426	247	17,32
Oneri finanziari	2.464	22	0,89	1.919	17	0,89
Strumenti finanziari derivati	(91)	(1)	n.s.	330	232	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	8.402			5.523	(5)	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	**2013**	**2014**
Ricavi e proventi	16.821	16.351
Costi e oneri	(26.496)	(23.316)
Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività	152	(1.965)
Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività	(172)	2.222
Interessi	160	161
Flusso di cassa netto da attività operativa	**(9.535)**	**(6.547)**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(149)	(183)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(78)	36
Variazione crediti finanziari	14	(1.018)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**(213)**	**(1.165)**
Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali	2.165	(1.830)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**2.165**	**(1.830)**
Totale flussi finanziari verso entità correlate	**(7.583)**	**(9.542)**

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

	2013			2014		
(€ milioni)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza** (%)	**Totale**	**Entità correlate**	**Incidenza** (%)
Flusso di cassa da attività operativa	8.689	(9.535)	n.s.	8.861	(6.547)	n.s.
Flusso di cassa da attività di investimento	(6.511)	(213)	n.s.	(1.972)	(1.165)	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(4.684)	2.165	n.s.	(6.503)	(1.830)	n.s.

42 Eventi e operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e operazioni significative non ricorrenti per l'anno 2014.

43 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

44 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,
Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.454.704.262,21 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 4.454.704.262,21 euro, che residua in 2.435.016.587,73 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2014, come segue:
  - alla riserva di cui all'art. 6, comma 1, lettera a) del D. Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38, 32.908.326,92 euro;
  - agli Azionisti a titolo di saldo del dividendo 0,56 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2014 si determina pertanto tra acconto e saldo in 1,12 euro per azione;
  - il pagamento del saldo dividendo 2014 di 0,56 euro per azione a partire dal 20 maggio 2015 con stacco cedola il 18 maggio 2015 e "record date" il 19 maggio 2015.

12 marzo 2015

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente
Emma Marcegaglia

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998

Signori Azionisti,
la presente Relazione è stata redatta dal Collegio Sindacale nominato per tre esercizi dall'Assemblea degli azionisti tenutasi l'8 maggio 2014 composto da Matteo Caratozzolo, Presidente, Paola Camagni, Alberto Falini, Marco Lacchini e Marco Seracini, e per quanto attiene l'attività svolta dal precedente Collegio, essa è basata sulle risultanze documentali.
Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014, il Collegio ha svolto le attività di vigilanza previste dalla legge secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. Il Collegio ha altresì svolto le attività richieste dal Sarbanes Oxley Act, normativa che si applica a Eni SpA quale società emittente quotata alla Borsa di New York (NYSE), in quanto, così come deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 22 marzo 2005, al Collegio stesso competono altresì i compiti attribuiti dalla normativa statunitense all'Audit Committee. A questo proposito il Collegio Sindacale ha adottato, in data 15 giugno 2005, il "Regolamento sulle funzioni attribuite al Collegio Sindacale dell'Eni ai sensi della normativa statunitense". Il regolamento è stato successivamente più volte modificato, da ultimo in data 28 maggio 2014 ed è pubblicato nel sito www.eni.com.
Sulle attività svolte nel corso dell'esercizio, anche in osservanza delle indicazioni fornite dalla Consob, con comunicazione del 6 aprile 2001, modificata e integrata con comunicazione DEM/3021582 del 4 aprile 2003, e successivamente con comunicazione DEM/6031329 del 7 aprile 2006, il Collegio rappresenta quanto segue:

(a) ha vigilato sulla osservanza della legge e dello statuto;

(b) ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'art. 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni SpA e dalle società controllate; tali informazioni sono esaurientemente rappresentate nella Relazione sulla gestione, cui si rinvia.
Sulla base delle informazioni rese disponibili al Collegio, lo stesso può ragionevolmente ritenere che le suddette operazioni siano conformi alla legge e allo statuto sociale e non siano manifestamente imprudenti, azzardate o in contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

(c) non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del Gruppo, con terzi o con altre parti correlate; nel corso dell'esercizio la società ha acquistato azioni proprie per un controvalore complessivo di €380,07 milioni in esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 in base alla quale è stata costituita una riserva per acquisto azioni proprie di €6.201 milioni. L'Assemblea in particolare ha deliberato di autorizzare il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 c.c., ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di 363 milioni di azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6 miliardi. A seguito degli acquisti effettuati nel corso dell'esercizio, considerando le azioni proprie già in portafoglio al 31 dicembre 2013 Eni SpA detiene n. 33.045.197 azioni proprie pari allo 0,91% del capitale sociale per un complessivo valore di libro di €581 milioni;

(d) il Collegio Sindacale ha valutato positivamente la conformità della Management System Guideline (MSG) "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate", emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata il 19 gennaio 2012, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e sue successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista. Inoltre nella riunione del 20 gennaio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale di adeguatezza della predetta MSG senza rilevarne la necessità di aggiornamento. Il Consiglio di Amministrazione, nella Relazione Finanziaria Annuale ha fornito esaustiva illustrazione sulle operazioni poste in essere con società controllate e con altre parti correlate esplicitandone gli effetti economici, nonché sulle modalità di determinazione dell'ammontare dei corrispettivi ad esse afferenti, rappresentando che le stesse sono state compiute nell'interesse della Società e che, fatta eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra parti non correlate per operazioni della stessa natura;

(e) la Società di revisione legale ha rilasciato, in data odierna, le relazioni ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 39/2010 rispettivamente per il bilancio di esercizio e per il bilancio consolidato al 31 dicembre 2014, redatti in conformità agli International Financial Reporting Standards - IFRS, adottati dall'Unione Europea. Da tali relazioni risulta che il bilancio di esercizio e il bilancio consolidato dell'Eni sono "stati redatti con chiarezza e rappresentano in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico e i flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data". Inoltre, con riferimento al bilancio di esercizio e al bilancio consolidato, la Società di revisione legale ha dichiarato che la Relazione sulla gestione e la Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, limitatamente alle informazioni di cui al comma 1, lettere c, d, f, l, m ed al comma 2, lettera b dell'art. 123-bis D.Lgs. 58/1998, sono coerenti con il bilancio;

(f) la Società di revisione legale ha rilasciato in data odierna la Relazione sulle Questioni Fondamentali emerse in sede di revisione legale ai sensi dell'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/2010;

(g) la Società di revisione legale ha rilasciato in data 17 settembre 2014 il parere di cui all'art. 2433-bis, comma 5, del c.c. relativamente all'acconto sui dividendi deliberato dal Consiglio di amministrazione in pari data;

(h) nel corso dell'esercizio non sono pervenute denunce ai sensi dell'art. 2408 del c.c.;

(i) la section 301 del Sarbanes and Oxley Act del 2002 richiede all'Audit Committee, ossia, per quanto detto in precedenza, per l'Eni al Collegio Sindacale, di istituire adeguate procedure per (a) la ricezione, l'archiviazione e il trattamento delle segnalazioni ricevute dalla società riguardanti tematiche contabili, di sistema di controllo interno o di revisione contabile; e (b) l'invio confidenziale o anonimo da parte di dipendenti della società di segnalazioni riguardanti problematiche contabili o di revisione.

In applicazione di tale disposizione nella riunione del 19 novembre 2014 il Collegio ha esaminato e approvato la Procedura "Segnalazioni anche anonime ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero", successivamente emessa il 22 dicembre 2014 in sostituzione della previgente procedura approvata dal Collegio Sindacale il 17 gennaio 2013. In continuità con quella previgente, valutata positivamente da esperti indipendenti, la nuova procedura prevede l'istituzione di canali informativi idonei a garantire la ricezione, l'analisi e il trattamento di segnalazioni relative a problematiche di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della società, frodi o altre materie inoltrate da dipendenti, membri degli organi sociali o terzi, anche in forma confidenziale o anonima. Tale procedura la cui conformità alle best practice è stata verificata da consulenti esterni indipendenti, fa parte degli Strumenti Normativi Anti-Corruzione di Eni previsti dalla Management System Guideline Anti-Corruzione di cui costituisce uno degli allegati (Allegato E) e risponde agli adempimenti previsti dal Sarbanes Oxley Act del 2002, dal Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. n. 231/2001 e dalla MSG Anti-Corruzione stessa. La nuova procedura rispetto alla previgente definisce più in dettaglio i ruoli e le interazioni delle funzioni di Internal Audit di Eni e delle controllate quotate, specifica i canali di ricezione da istituire nelle sedi prive di accesso informatico, coordina i ruoli delle strutture centrali e degli Organismi di Vigilanza delle società controllate.

A tal riguardo il Collegio ha esaminato i rapporti trimestrali elaborati per il 2014 dall'Internal Audit Eni, con l'evidenza di tutte le segnalazioni ricevute nell'anno e degli esiti degli accertamenti effettuati. In particolare, dai rapporti trimestrali relativi al 2014 si rileva che nel corso dell'esercizio sono stati aperti n. 119 fascicoli di segnalazioni (172 nel 2013), di cui n. 69 attinenti a tematiche relative al sistema di controllo interno e gestione dei rischi (88 nel 2013) e 50 relativi ad altre materie (84 nel 2013). Sulla base delle istruttorie concluse dall'Internal Audit e dagli Organismi di Vigilanza competenti, nel corso del 2014 sono stati chiusi n. 134 fascicoli (159 nel 2013), di cui n. 92 (81 nel 2013) afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi e 42 (78 nel 2013) relativi ad altre materie. In particolare, relativamente ai n. 92 fascicoli afferenti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi, dagli accertamenti riferiti al Collegio Sindacale dall'Internal Audit, è risultato che n. 14 fascicoli contengono rilievi almeno in parte fondati (23 nel 2013), con la conseguente adozione di azioni correttive riguardanti il sistema di controllo interno e gestione dei rischi. In n. 50 fascicoli (34 nel 2013) gli accertamenti condotti dall'Internal Audit non hanno evidenziato elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati; nei rimanenti n. 28 fascicoli (24 nel 2013), ancorché dagli accertamenti eseguiti dall'Internal Audit non siano stati evidenziati elementi o riscontri tali da poter ritenere fondati i fatti segnalati, sono state comunque intraprese azioni di miglioramento del sistema di controllo interno e gestione dei rischi.

Al 31 dicembre 2014, restavano aperti n. 72 fascicoli (87 al 31 dicembre 2013), di cui n. 31 afferenti a tematiche del sistema di controllo interno e gestione dei rischi (48 al 31 dicembre 2013). Con riferimento alla Saipem, società controllata quotata, il Collegio ha esercitato l'attività di vigilanza sulle segnalazioni pervenute mediante incontri periodici con il Collegio Sindacale di Saipem durante i quali ha ricevuto informativa degli esiti degli accertamenti effettuati sulla base delle istruttorie svolte dalla competente funzione di Internal Audit di Saipem, avvalendosi altresì per le segnalazioni afferenti a fatti rilevanti del supporto dell'Internal Audit e delle altre funzioni competenti di Eni.

Sulla base degli elementi informativi acquisiti all'esito degli accertamenti eseguiti o ancora in corso, allo stato attuale, non ci sono osservazioni o rilievi da sottoporre all'attenzione dell'Assemblea;

(j) non è a conoscenza di altri fatti o di esposti di cui dare menzione all'Assemblea;

(k) in allegato alle Note al bilancio di esercizio della Società è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, ai sensi dell'art. 149-duodecies del Regolamento Emittenti Consob.

Gli "altri servizi" forniti alle società controllate dall'Eni SpA dalla Società di revisione legale, Reconta Ernst & Young e dai soggetti appartenenti alla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del Bilancio di Sostenibilità.

Alla Reconta Ernst & Young non sono stati attribuiti incarichi non consentiti dall'art. 17, comma 3, D.Lgs. 39/2010.

Tenuto conto:

- della dichiarazione di indipendenza rilasciata dalla Reconta Ernst & Young ai sensi dell'art. 17, comma 9, del D.Lgs. 39/2010 e della relazione di trasparenza prodotta dalla stessa ai sensi dell'art. 18, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e pubblicata sul proprio sito internet;
- degli incarichi conferiti alla stessa e alle società appartenenti alla sua rete dall'Eni SpA e dalle società del gruppo;

il Collegio non ritiene che esistano aspetti critici in materia di indipendenza della Reconta Ernst & Young;

(l) in data 28 maggio 2014 ha espresso parere favorevole alle seguenti delibere assunte dal Consiglio di Amministrazione:

- ai sensi dell'art. 24 dello Statuto Sociale e dell'art. 154-bis, comma 1, del D.Lgs. 58/1998 sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato, d'intesa con la Presidente del Consiglio di Amministrazione previa valutazione del Comitato per le nomine, alla nomina del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari;
- ai sensi del Codice di Autodisciplina cui Eni ha aderito, sulla proposta formulata dalla Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato, previa valutazione del Comitato per le nomine, con il parere favorevole del Comitato Controllo e Rischi, alla nomina del Responsabile della funzione Internal Audit;
- ai sensi del Modello Organizzativo 231 di Eni sulla proposta formulata dall'Amministratore Delegato d'intesa con la Presidente, previa valutazione del Comitato per le nomine, alla nomina dei componenti dell'Organismo di Vigilanza la cui composizione è stata aumentata da cinque a sei membri con una presenza proporzionalmente maggiore di membri esterni (3/6) rispetto alla precedente composizione;

(m) ha rilasciato, a termine di legge, i pareri di cui all'art. 2389, comma 3, del c.c. relativamente ai compensi degli amministratori rivestiti di particolari cariche;

(n) ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di sua competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e sull'adeguatezza delle disposizioni impartite dalla Società alle società controllate ai sensi dell'art. 114, comma 2, del D.Lgs. 58/1998, tramite: (1) l'acquisizione di informazioni dai responsabili delle competenti funzioni aziendali; (2) incontri e scambi di informazioni con i Collegi Sindacali delle controllate rilevanti ai fini del reciproco scambio di dati e informazioni; (3) incontri con la Società di revisione legale ed esiti di specifiche attività di verifica effettuate dalla stessa anche sulle controllate estere;

(o) ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante: (i) l'esame della valutazione positiva espressa dal Consiglio di Amministrazione sull'adeguatezza ed effettivo funzionamento del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi; (ii) l'esame delle Relazioni semestrale e annuale del Chief Financial and Risk Management Officer/Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'Assetto Amministrativo e Contabile e sul Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria; l'esame delle Relazioni predisposte nell'ambito delle attività di Risk Management Integrato, volte a rappresentare i principali rischi del Gruppo e i relativi piani di trattamento; (iii) l'esame della Relazione dell'Internal Audit sul Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi Eni; (iv) l'esame dei rapporti dell'Internal Audit, nonché l'informativa sugli esiti dell'attività di monitoraggio sull'attuazione delle azioni correttive individuate a seguito dell'attività di audit; (v) le informative previste dalle procedure interne in merito alle notizie/notifiche di indagini avviate da parte di organi/autorità dello Stato Italiano o di Stati stranieri relative a contestazioni di illeciti che qualora risultassero fondate coinvolgerebbero Eni SpA o società da questa controllate in via diretta o indiretta, in Italia e all'estero, nonché suoi amministratori e/o dipendenti; in merito si segnala che gli eventi di maggior rilievo sono stati oggetto di specifica informativa resa al Collegio dalla Direzione Affari Legali; (vi) l'ottenimento di informazioni dai responsabili delle rispettive funzioni; (vii) l'esame dei documenti aziendali e dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione legale, anche in relazione all'attività da questa svolta ai fini della normativa statunitense – Sarbanes Oxley Act, nonché della Relazione dalla medesima rilasciata ai sensi dell'art. 19, comma 3, del D.Lgs. 39/2010, (viii) i rapporti con i Collegi Sindacali delle principali società controllate ai sensi dei commi 1 e 2 dell'art. 151 del D.Lgs. 58/1998; (ix) la partecipazione ai lavori del Comitato Controllo e Rischi e, nell'occasione in cui gli argomenti trattati lo hanno richiesto, la trattazione congiunta degli stessi con il Comitato; (x) l'attivazione di specifiche iniziative di vigilanza, in relazione ad alcune contestazioni formulate dalle autorità giudiziarie competenti. In particolare relativamente al procedimento avviato dalla Procura di Milano avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione per l'acquisizione della concessione mineraria OPL 245 in Nigeria (descritto a pag. 200 della Relazione Finanziaria Annuale), il Collegio Sindacale, congiuntamente con l'Organismo di Vigilanza, previa informativa all'autorità giudiziaria, ha conferito ad un primario studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione l'incarico di espletare una verifica forensic indipendente sui fatti oggetto di indagine e sui presidi di controllo in essere attualmente e all'epoca dei fatti. Da tale verifica, allo stato, in base agli esiti rappresentati che saranno oggetto di comunicazione alle autorità procedenti, non sono emersi elementi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014 così come conclude la presente Relazione. Con riferimento al procedimento avviato da autorità italiane e straniere su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria (descritto alle pagg. 198 e 199 della Relazione Finanziaria Annuale), il Collegio Sindacale ha monitorato gli esiti degli accertamenti condotti da esperti legali indipendenti in relazione all'evoluzione delle vicende processuali.

Dall'attività sin qui svolta non sono state rilevate situazioni o fatti critici che possono far ritenere relativamente all'esercizio 2014 non adeguato il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi di Eni nel suo complesso;

(p) ha preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative; tali attività sono illustrate nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, cui si rinvia. L'Organismo di Vigilanza ha relazionato al Collegio Sindacale sulle attività svolte nel corso dell'esercizio 2014 ivi incluso il processo di continuo aggiornamento del Modello organizzativo senza segnalare fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

(q) ha tenuto riunioni con i responsabili della Società di revisione legale, anche ai sensi dell'art. 150, comma 3, del D.Lgs. 58/1998, dell'art. 19, comma 1, del D.Lgs. 39/2010 e della disciplina prevista dal Sarbanes Oxley Act, nel corso delle quali non sono emersi fatti o situazioni che debbano essere evidenziati nella presente Relazione;

(r) ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/1998, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione, da ultimo, dell'11 dicembre 2014 per recepire le modifiche introdotte nel Codice di Autodisciplina nel luglio 2014. Il Collegio ha altresì verificato la corretta applicazione dei criteri e delle procedure di accertamento adottati dal Consiglio per valutare l'indipendenza dei Consiglieri, nonché il rispetto dei criteri di indipendenza da parte dei singoli membri del Collegio, come previsto dal Codice;

(s) con riferimento alla disposizione di cui all'art. 36, comma 1, lettera e) del Regolamento Mercati (Delibera Consob n. 16191 del 29.10.2007, aggiornato con le modifiche apportate dalla delibera n. 18214 del 9.05.2012), relativa alle società controllate rilevanti costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea, segnala che - alla data del 31 dicembre 2014 - le società cui si applica tale disposizione sono incluse fra le imprese in ambito ai fini del Sistema Eni di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria rispetto al quale non sono state segnalate carenze significative;

(t) nello svolgimento dell'attività di vigilanza sopra descritta, nel corso dell'esercizio 2014, il Collegio attualmente in carica nominato dall'Assemblea degli azionisti dell'8 maggio 2014, dalla sua nomina si è riunito 16 volte (con una presenza media del 96% dei suoi componenti) ed ha assistito nella sua interezza a tutte le riunioni del Consiglio di Amministrazione. Inoltre, per il tramite del Presidente o di un suo delegato, e - relativamente a taluni argomenti - nella sua interezza, il Collegio Sindacale ha partecipato a tutte le 14 riunioni del Comitato Controllo e Rischi e ad alcune riunioni dell'Organismo di Vigilanza. Inoltre i sindaci individualmente hanno partecipato alla maggior parte delle riunioni degli altri comitati del Consiglio di Amministrazione.

Conclusioni.
Sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio il Collegio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione.

2 aprile 2015

Matteo Caratozzolo

Paola Camagni

Alberto Falini

Marco Lacchini

Marco Seracini

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2014.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2014 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2014:

a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.

3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze.

12 marzo 2015

/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato

/firma/ Massimo Mondazzi
Massimo Mondazzi
Chief Financial
and Risk Management Officer

Relazione della Società di revisione

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

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

Building a better working world

Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39

Agli Azionisti
della Eni S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   Il bilancio d'esercizio presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e lo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013. Come illustrato nelle note esplicative, per effetto dell'applicazione retroattiva dell'IFRS 10 e IFRS 11, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente ed allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013, che deriva dal bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2012, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le nostre relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2014 ed in data 8 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa, presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio di esercizio chiuso al 31 dicembre 2014.
3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data.

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584
P.IVA 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Building a better working world

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio d'esercizio della Eni S.p.A. al 31 dicembre 2014.

Roma, 2 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Massimo Antonelli
(Socio)

Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti

L'Assemblea ordinaria degli azionisti tenutasi il 13 maggio 2015 ha assunto le seguenti deliberazioni:

- approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Eni SpA che chiude con l'utile di 4.454.704.262,21 euro;
- attribuzione dell'utile di esercizio di 4.454.704.262,21 euro, che residua in 2.435.016.587,73 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2014, come segue:
  - alla riserva di cui all'art. 6, comma 1, lettera a) del D. Lgs. 28 febbraio 2005 n. 38 32.908.326,92 euro;
  - agli azionisti a titolo di saldo del dividendo 0,56 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2014 si determina pertanto tra acconto e saldo in 1,12 euro per azione;
- il pagamento del saldo dividendo 2014 di 0,56 euro per azione il 20 maggio 2015, con data di stacco il 18 maggio 2015 e "record date" il 19 maggio 2015.

Allegati 2014

326 **Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2014**

326 Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014

358 Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

359 **Allegato alle note del bilancio di esercizio**

359 Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

368 Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2014

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2014, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione.
In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2014 le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti[a]		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	**38**	**214**	**252**						
Imprese consolidate joint operation				**9**	**8**	**17**			
Partecipazioni di imprese consolidate[b]									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	5	35	40	30	62	92			
Valutate con il metodo del costo	4	7	11	5	38	43	5	25	30
Valutate con il metodo del fair value							1	1	2
	9	**42**	**51**	**35**	**100**	**135**	**6**	**26**	**32**
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese controllate		1	1						
Possedute da imprese a controllo congiunto					17	17			
		1	**1**		**17**	**17**			
Totale imprese	**47**	**257**	**304**	**44**	**125**	**169**	**6**	**26**	**32**

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, collegate e controllate congiunte superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.
(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

Società controllate e collegate residenti in Stati o territori a regime fiscale privilegiato

In attesa della pubblicazione del Decreto che individuerà gli Stati o territori che consentono un adeguato scambio di informazioni e nei quali il livello di tassazione non è sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia, attualmente gli Stati o territori aventi un regime fiscale privilegiato sono quelli individuati dal decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 21 novembre 2001 (Decreto) che elenca quelli il cui regime fiscale è considerato privilegiato: (i) in via generale e senza alcuna distinzione, all'art. 1; (ii) con l'esclusione di individuate fattispecie, all'art. 2; (iii) limitatamente ad alcuni regimi particolari, all'art. 3. Con la Legge n. 190 del 2014 sono stati modificati, per il periodo di imposta successivo a quello in corso al 31 dicembre 2014, i criteri di individuazione degli Stati o territori con "livello di tassazione sensibilmente inferiore a quello applicato in Italia". Al 31 dicembre 2014 Eni controlla 13 società residenti o con filiali (2) in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, relativamente alle quali tali regimi risultano applicabili. Di queste 13 società, 8 sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Le restanti 5 società non sono soggette a imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate in considerazione al livello di tassazione cui sono sottoposte oppure all'effettività delle attività industriali e commerciali svolte. Delle 13 società, 9 rivengono dalle acquisizioni della Lasmo Plc, della Bouygues Offshore SA, delle attività congolesi della Maurel & Prom e della Burren Energy Plc. Eni controlla inoltre 25 società residenti in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto che non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nessuna società controllata residente o localizzata nei Paesi individuati dal Decreto ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2014 sono stati oggetto di revisione contabile da parte della Ernst & Young. Al 31 dicembre 2014 Eni detiene inoltre, direttamente o indirettamente, partecipazioni non inferiori al 20% agli utili in 11 società residenti o localizzate in Stati o territori a regime fiscale privilegiato individuati dal Decreto, di cui 3 sono soggette a imposizione in Italia perché beneficiano di tali regimi, 1 non è soggetta ad imposizione in Italia, ma solo a livello locale, per l'esonero ottenuto dall'Agenzia delle Entrate, in considerazione dell'effettività dell'attività industriale e commerciale svolta. Le restanti 7 società non sono soggette a imposizione in Italia perché, benché siano residenti o localizzate in Stati o territori elencati nell'art. 3 del Decreto, non si avvalgono dei regimi privilegiati ivi previsti. Nei successivi elenchi delle imprese controllate e collegate, le società residenti in Stati o territori di cui al Decreto sono contrassegnate da un richiamo alla nota a piè pagina dove viene indicato il riferimento agli articoli del Decreto e il trattamento fiscale in Italia del reddito della società.

Impresa consolidante

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA (#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA	25,76
					Ministero dell'Economia e delle Finanze	4,34
					Eni SpA	0,91
					Altri Soci	68,99

Imprese controllate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	6.841.517	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	10.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Zubair SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	18.331.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Adriatica Idrocarburi SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	14.738.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Ionica Gas SpA	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	11.452.500	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	24.103.200	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.
Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV(1)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oleoducto de Crudos Pesados BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ecuador	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Burren (Cyprus) Holdings Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00		Co.
Burren Energy (Bermuda) Ltd(9)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	62.342.955	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Congo Ltd(9)	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Energy (Services) Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Ship Management Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	1.710	Burren (Cyp) Hold. Ltd	100,00		
Burren Energy Shipping and Transportation Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	3.420	Burren (Cyp) Hold. Ltd Burren En. (Berm) Ltd	50,00 50,00		Co.
Burren Shakti Ltd(8)	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	65.300.000	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni AEP Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	73.471.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl(10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Angola Exploration BV(2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(1) La società ha una filiale in Ecuador che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Angola Production BV(2)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	24.136.336	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00		P.N.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	34.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Bulungan BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	1.453.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	17.000.000	Eni E&P Holding BV Eni Int. NA NV Sàrl Eni International BV	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Eni Croatia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Croazia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.002	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Dación BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Denmark BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Groenlandia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda (ex Eni Oil do Brasil SA)	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.579.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Engineering E&P Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	40.000.001	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,120	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	7.400.000.000	Eni International BV Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	10.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	11.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd	George Town (Isole del Caimano)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl(10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ivory Coast Ltd (ex Eni BBI Ltd)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV(21)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,250	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Liberia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Liberia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.001.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	80.400.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Mali BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(21) La società ha una filiale in Kenya che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Middle East BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	5.000.002	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	220.711.147,500	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Norge AS	Forus (Norvegia)	Norvegia	NOK	278.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganal Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan Ltd	Londra (Regno Unito)	Pakistan	GBP	90.087	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl(10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Pakistan	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Papalang Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni PNG Ltd (in liquidazione)	Port Moresby (Papua Nuova Guinea)	Papua Nuova Guinea	PGK	15.400.274	Eni International BV	100,00		Co.
Eni Polska sp.zo.o. (in liquidazione)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	4.100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Popodi Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Portugal BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Portogallo	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	10.000.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni South China Sea Ltd Sàrl(10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South Salawati Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Togo BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Trinidad and Tobago Ltd	Port Of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	TTD	1.181.880	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd(9) (ex Burren Resources Petroleum Ltd)	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	250.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Deep Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	42.004.757,640	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Ukraine Shallow Waters BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Ucraina	EUR	20.000	Eni Ukraine Hold. BV	100,00		P.N.
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,250	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	963.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,97 0,03	100,00	C.I.
Eni Ventures Plc (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	278.050.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		Co.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Western Asia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,90 0,10	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
Hindustan Oil Exploration Co Ltd(**)	Vadodara (India)	India	INR	1.304.932.890	Burren Shakti Ltd Eni UK Holding Plc Burren En. India Ltd Soci Terzi	27,16 20,01 0,01 52,82	47,18	C.I.
HOEC Bardahl India Ltd	Vadodara (India)	India	INR	5.000.200	Hindus. Oil E. Co Ltd	100,00		P.N.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd(9)	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	29.075.343	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
OOO "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Tecnomare Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	Tecnomare SpA Soc. Ionica Gas SpA	99,00 1,00		P.N.
Zetah Congo Ltd(8)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd(8)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(**) La società è controllata di fatto dall'Eni per effetto dell'ampia diffusione dell'azionariato di minoranza.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
ACAM Clienti SpA	La Spezia	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Medio Oriente SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	6.655.992	Eni SpA	100,00		P.N.
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	86,50	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	944.947.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Est Più SpA	Gorizia	Italia	EUR	7.100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,200	Eni SpA	100,00		Co.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Distrigas LNG Shipping SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	788.579,550	LNG Shipping SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni G&P France BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Francia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	29.937.600	Eni G&P France BV Soci Terzi	99,85 0,15	99,85	C.I.
Eni Gas & Power NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	413.248.823,14	Eni SpA Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services SA[10] (in liquidazione)	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	100.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Power Generation NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	5.161.500	Eni SpA Eni Gas & Power NV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Wind Belgium NV	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	333.000	Eni Gas & Power NV Eni International BV	99,70 0,30	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni International BV Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni International BV Eni SpA Eni Gas & Power NV Trans Tunis. P. Co SpA	99,85 0,05 0,05 0,05	100,00	C.I.
Tigáz Gepa Kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	52.780.000	Tigáz Zrt	100,00		P.N.
Tigáz-Dso Földgázelosztó kft	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	62.066.000	Tigáz Zrt	100,00	98,04	C.I.
Tigáz Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörûen Mûködõ Részvénytársaság	Hajdúszoboszló (Ungheria)	Ungheria	HUF	17.000.000.000	Eni SpA Tigáz Zrt Soci Terzi	97,88[a] 0,16 1,96	98,04	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 98,04
Soci Terzi 1,96

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio AgipGas Sabina (in liquidazione)	Cittaducale (RI)	Italia	EUR	5.160	Eni Rete o&no SpA	100,00		Co.
Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	125.507	Eni SpA Soci Terzi	92,66 7,34		P.N.
Consorzio Movimentazioni Petrolifere nel Porto di Livorno	Stagno (LI)	Italia	EUR	1.000	Ecofuel SpA Costiero Gas L. SpA Soci Terzi	49,90 11,00 39,10		Co.
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Centrosud SpA	Roma	Italia	EUR	21.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Fuel Nord SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.670.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Rete oil&nonoil SpA	Roma	Italia	EUR	27.480.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping SpA	Roma	Italia	EUR	60.036.650	Eni SpA Eni Gas & Power NV	94,73 5,27	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Agip Lubricantes SA (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	1.500.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	97,00 3,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni International BV Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Česká Republika Sro	Praga (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	359.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA(10)	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,080	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hungaria Zrt	Budaörs (Ungheria)	Ungheria	HUF	15.441.600.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,230	Eni Mineralölh. GmbH Eni International BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,060	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Romania Srl	Bucarest (Romania)	Romania	RON	23.876.310	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovenija doo	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	3.795.528,290	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Slovensko Spol Sro	Bratislava (Slovacchia)	Slovacchia	EUR	36.845.251	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Eni Suisse SA(10)	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	36.000.000	Ets SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA(10)	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA(10)	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA(10)	Valais (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
OOO "Eni-Nefto"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	1.010.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,01 0,99		P.N.
Tecnoesa SA(10)	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Versalis

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	1.553.400.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

In Italia

Consorzio Industriale Gas Naturale	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	124.000	Versalis SpA Raff. di Gela SpA Eni SpA Syndial SpA Raff. Milazzo ScpA	53,55 18,74 15,37 0,76 11,58		P.N.

All'estero

Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkoruen Mukodo Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	8.092.160.000	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Eni Chemicals Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	USD	5.000.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Polimeri Europa Elastomeres France SA (in liquidazione)	Champagnier (Francia)	Francia	EUR	13.011.904	Versalis SpA	100,00		P.N.
Versalis Deutschland GmbH(12) (ex Polimeri Europa GmbH)	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS (ex Polimeri Europa France SAS)	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,900	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA(12)	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,880	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00		P.N.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	100.000	Versalis Pacific Trading Soci Terzi	99,99 0,01		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	1.000.000	Eni Chem. Trad. Co Ltd	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd (ex Polimeri Europa UK Ltd)	Hythe (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.041	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(12) La società ha una filiale in Svizzera che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.

Ingegneria & Costruzioni

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Saipem SpA (#)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	42,91(a) 0,44 56,65	43,11	C.I.

In Italia

Denuke Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	55,00 45,00	23,71	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Smacemex Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
SnamprogettiChiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese (MI)	Algeria	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	99,90 0,10	43,07	C.I.

All'estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprog. Netherl. BV	99,00 1,00	43,11	C.I.
Boscongo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.597.805.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Construction Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	Canada	CAD	1.000	Saipem Canada Inc	100,00	43,11	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.105.930.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.760	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Global Petroprojects Services AG(10)	Zurigo (Svizzera)	Svizzera	CHF	5.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	Norvegia	NOK	40.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USA	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	43,11	C.I.
North Caspian Service Co Llp	Almaty (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.910.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	Perù	PEN	762.729.045	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	99,99 (..)	43,11	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Llc	100,00	21,56	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta Selatan (Indonesia)	Indonesia	USD	152.778.100	Saipem Intern. BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	43,11	C.I.
SAGIO Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda(10)	Luanda (Angola)	Angola	AOA	1.600.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(a) Quota di Controllo: Eni SpA 43,11
Soci Terzi 56,89

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Saigut SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	90.050.000	Saimexicana SA Saipem Serv. M. SA CV	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saimep Limitada	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	70.000.000	Saipem SA Saipem Intern. BV	99,98 0,02	43,11	C.I.
Saimexicana SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	1.528.188.000	Saipem SA Sofresid SA	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	50.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes Y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (in liquidazione)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	1.805.300	Saipem Intern. BV Soci Terzi	99,90 0,10		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd[9]	Kuala Lumpur (Malaysia)	Malaysia	MYR	8.116.500	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	10.661.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	Cina	USD	1.750.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Canada Inc	Montréal (Canada)	Canada	CAD	100.100	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Contracting Algerie SpA	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA Saipem SA	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV[18]	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	827.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	97,94 2,06	42,23	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	854.796.299	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	50.273.400	Saipem SA Saipem Intern. BV	50,27 49,73	43,11	C.I.
Saipem Drilling Norway AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	Uganda	UGX	50.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Saipem India Projects Private Ltd (ex Saipem India Projects Ltd)	Chennai (India)	India	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Ingenieria y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	80.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Libya Llc - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	Libia	LYD	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	60,00 40,00	43,11	C.I.
Saipem Ltd	Kingston Upon Thames - Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	EUR	7.500.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Luxembourg SA[2] [10]	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	31.002	Saipem Maritime Sàrl Saipem Portugal Lda	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd[8]	Kuala Lumpur (Malaysia)	Malaysia	MYR	1.033.500	Saipem Intern. BV Soci Terzi	41,94[a] 58,06	17,84	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl[10]	Lussemburgo (Lussemburgo)	Lussemburgo	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(2) La società ha una filiale in Angola che non si avvale dei regimi fiscali privilegiati di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(9) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta a imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(18) La società ha una filiale a Sharjah, Emirati Arabi, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito è soggetto a tassazione in Italia.
(a) Quota di Controllo: Saipem Intern. BV 41,38; Soci Terzi 58,62

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Saipem Misr for Petroleum Services SAE	Port Said (Egitto)	Egitto	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV ERS BV Saipem Portugal Lda	99,92 0,04 0,04	43,11	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	259.200.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	89,41 10,59	38,55	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	100.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	Norvegia	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Caniçal (Portogallo)	Portogallo	EUR	299.278.738,240	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem SA[4]	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	26.488.694,960	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	Messico	MXN	50.000	Saimexicana SA Saipem America Inc	99,99 (..)	43,11	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd[8]	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	43,11	C.I.
Saipem UK Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	9.705	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	Ucraina	EUR	106.060,610	Saipem Intern. BV Saipem Luxemb. SA	99,00 1,00	43,11	C.I.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services Trading General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Iraq)	Iraq	IQD	300.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	5.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	C.I.
Sigurd Rück AG[10]	Zurigo (Svizzera)	Svizzera	CHF	25.000.000	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	10.000.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	70,00 30,00	30,18	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.151,200	Saipem Maritime Sàrl	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	9.900	Snamprog. Netherl. BV	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	Malta	EUR	50.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	99,00 1,00	42,68	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	Romania	RON	5.034.100	Snamprog. Netherl. BV Saipem Intern. BV	99,00 1,00	43,11	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	10.000.000	Saipem Intern. BV Snamprog. Netherl. BV	95,00 5,00	43,11	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	1.267.142,800	Sofresid SA Soci Terzi	99,99 0,01	43,11	C.I.
Sofresid SA	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	8.253.840	Saipem SA Soci Terzi	99,99 (..)	43,11	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	Australia	AUD	13.157.570	Saipem Intern. BV	100,00	43,11	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(4) La società ha una filiale in Singapore, Paese incluso negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito è soggetto a tassazione in Italia.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Altre attività

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Syndial SpA - Attività Diversificate	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	409.936.364,070	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
In Italia								
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	23.519.847,160	Syndial SpA Soci Terzi	99,96 0,04		P.N.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Syndial SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Italia	EUR	130.000	Syndial SpA	100,00	100,00	C.I.
All'estero								
Oleodotto del Reno SA(10)	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Syndial SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	4.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Adfin SpA	Roma	Italia	EUR	85.537.498,800	Eni SpA Soci Terzi	99,63 0,37	99,63	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,080	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Serfactoring SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni Adfin SpA Soci Terzi	49,00 51,00	48,82	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	79.817.238	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

All'estero

Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	3.475.036.000	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc	Dover, Delaware (USA)	USA	USD	15.000.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance Ltd	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese a controllo congiunto e collegate

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni East Africa SpA (†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	71,43 28,57	71,43	J.O.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA (†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Venezia Tecnologie SpA (†)	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	150.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Agiba Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Al-Fayrouz Petroleum Co(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola LNG Ltd(6)	Hamilton (Bermuda)	Angola	USD	10.822.085.779	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40		P.N.
Ashrafi Island Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Barentsmorneftegaz Sàrl(†) (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Cabo Delgado Development Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	USD	40.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
CARDÓN IV SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	17.210.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Compañia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Company(†)	Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Temsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
EniRepSa Gas Ltd(†) (in liquidazione)	Al-Khobar (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	11.250.000	Eni Middle East BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Enstar Petroleum Ltd	Calgary (Canada)	Canada	CAD	0,100	Unimar Llc	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl(†) (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
InAgip doo(†)	Zagabria (Croazia)	Croazia	HRK	54.000	Eni Croatia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Karachaganak Project Development Ltd (KPD)	Reading, Berkshire (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	38,00 62,00		P.N.
Khaleej Petroleum Co WII	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(6) Partecipazione non considerata di collegamento ex art. 168 TUIR data la percentuale di possesso inferiore al 20%.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Llc Astroinvest-Energy	Zinkiv (Ucraina)	Ucraina	UAH	457.860.000	Zagoryanska P BV	100,00		
Llc Industrial Company Gazvydobuvannya	Poltava (Ucraina)	Ucraina	UAH	315.000.000	Pokrovskoe P BV	100,00		
Llc 'Westgasinvest'(†)	Lviv (Ucraina)	Ucraina	UAH	2.000.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	50,01 49,99		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
North Bardawil Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA (†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	64.000.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	2.150.100.000	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	220.300.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Pokrovskoe Petroleum BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	25.715	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
Port Said Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma Basin LNG Land Limitada(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	140.000	Eni East Africa SpA Soci Terzi	33,33 66,67		Co.
Shatskmorneftegaz Sàrl(†) (10)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Developpement et d'Exploitation du Permis du Sud SA(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi ve Ticaret AS(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	7.500.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Tecninco Engineering Contractors Llp(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.445	Tecnomare SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thekah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Unimar Llc(†)	Houston (USA)	USA	USD	0(a)	Eni America Ltd Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	USD	285.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
VIC CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	1.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
Virginia International Co Llc	Wilmington (USA)	Indonesia	USD	10	Unimar Llc	100,00		
West Ashrafi Petroleum Co(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Zagoryanska Petroleum BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	18.000	Eni Ukraine Hold. BV Soci Terzi	60,00 40,00		P.N.
Zetah Noumbi Ltd(8)	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	100	Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	37,00 63,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(a) Azioni senza valore nominale.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.

Gas & Power

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mariconsult SpA(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Società EniPower Ferrara Srl(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	170.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	J.O.
Termica Milazzo Srl	Milano	Italia	EUR	23.241.000	EniPower SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Transmed SpA(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

All'estero

Blue Stream Pipeline Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	EUR	20.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Distribuidora de Gas Cuyana SA(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	202.351.288	Eni SpA Inv. Gas Cuyana SA Soci Terzi	6,84 51,00 42,16		Co.
Distribuidora de Gas del Centro SA(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	160.457.190	Eni SpA Inv. Gas Centro SA Soci Terzi	31,35 51,00 17,65		Co.
Egyptian International Gas Technology Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		Co.
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE(†)	Larissa (Grecia)	Grecia	EUR	78.459.200	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE(†)	Ampelokipi - Menemeni (Grecia)	Grecia	EUR	202.850.000	Eni SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Gas Directo SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.716.400	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	60,00 40,00		
Gasifica SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.000.200	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	90,00 10,00		
GreenStream BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Infraestructuras de Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	340.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	85,00 15,00		
Inversora de Gas Cuyana SA(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	60.012.000	Eni SpA Soci Terzi	76,00 24,00		Co.
Inversora de Gas del Centro SA(†)	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	68.012.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Nueva Electricidad del Gas SA	Siviglia (Spagna)	Spagna	EUR	294.272	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
SAMCO Sagl[20]	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Eni International BV Transmed. Pip. Co Ltd Soci Terzi	5,00 90,00 5,00		P.N.
Spanish Egyptian Gas Co SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	80,00 20,00		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd[†] [19]	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Turul Gázvezeték Építõ es Vagyonkezelõ Részvénytársaság[†]	Tatabànya (Ungheria)	Ungheria	HUF	404.000.000	Tigáz Zrt Soci Terzi	58,42 41,58		P.N.
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	U. Fenosa Gas SA Soci Terzi	99,99 (..)		
Unión Fenosa Gas Infrastructures BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	90.000	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas Exploración y Produccion SA	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	1.060.110	U. Fenosa Gas SA	100,00		
Unión Fenosa Gas SA[†]	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	32.772.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(19) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.
(20) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,320	Ecofuel SpA Soci Terzi	34,93 65,07		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Depositi Costieri Trieste SpA(†)	Trieste	Italia	EUR	1.560.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Eni Rete o&no SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
PETRA SpA(†)	Ravenna	Italia	EUR	723.100	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petrolig Srl(†)	Genova	Italia	EUR	104.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	70,00 30,00	70,00	J.O.
Petroven Srl(†)	Genova	Italia	EUR	156.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	68,00 32,00	68,00	J.O.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
SeaPad SpA(†)	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00		P.N.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Servizi Milazzo Srl (†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	100.000	Raff. Milazzo ScpA	100,00	50,00	J.O.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Area di Servizio City Moesa SA(10)	San Vittore (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.800.000	City Carburoil SA Soci Terzi	58,00 42,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
Česká Rafinérská AS	Litvinov (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	9.348.240.000	Eni International BV Soci Terzi	32,44 67,56		Co.
City Carburoil SA(†) (10)	Rivera (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd(8)	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
FSH Flughafen Schwechat Hydranten-Gesellschaft OG	Vienna (Austria)	Austria	EUR	8.694.844,470	Eni Marketing A. GmbH Eni Mineralölh. GmbH Eni Austria GmbH Soci Terzi	14,29 14,29 14,28 57,14		Co.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	1	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterranée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Prague Fuelling Services Sro(†)	Praga (Repubblica Ceca)	Repubblica Ceca	CZK	39.984.000	Eni Ceská R. Sro Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Rosa GmbH	Zirndorf (Germania)	Germania	EUR	2.100.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	24,80 75,20		Co.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni International BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Saraco SA(10)	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VEF	12.086.744,845	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51[a] 30,07 35,42	50,00	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,700	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(8) Inclusa negli elenchi di cui agli artt. 1 e 2 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati.
(a) Quota di Controllo: Ecofuel SpA 50,00
Soci Terzi 50,00

Versalis

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Syndial SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.270.466	Versalis SpA Syndial SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,74 11,58 10,70 57,98		P.N.
Matrìca SpA(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Newco Tech SpA(†)	Novara	Italia	EUR	300.000	Versalis SpA Genomatica Inc.	83,03 16,97		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	13.333.500	Versalis SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	25.600.000	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	33,16 4,38 62,46		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Porto Marghera (VE)	Italia	EUR	8.751.500	Versalis SpA Syndial SpA Soci Terzi	48,13 38,14 13,73		P.N.

All'estero

Lotte Versalis Elastomers Co Ltd(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	87.200.010.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Ingegneria & Costruzioni

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
ASG Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.864	Saipem SpA Soci Terzi	55,41 44,59		P.N.
Baltica Scarl (†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	51.645,690	Saipem SpA Soci Terzi	50,36 49,64		P.N.
Consorzio F.S.B.(†)	Marghera (VE)	Italia	EUR	15.000	Saipem SpA Soci Terzi	28,00 72,00		Co.
Consorzio Sapro(†)	San Giovanni Teatino (CH)	Italia	EUR	10.329,140	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00		Co.
Modena Scarl (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	400.000	Saipem SpA Soci Terzi	59,33 40,67		P.N.
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corporation e Servizi Energia Italia SpA(†) (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Malaysia	EUR	1.000	SEI SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	250.000	Saipem SpA Soci Terzi	53,57 46,43		P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	Italia	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Ship Recycling Scarl (†)	Genova	Italia	EUR	10.000	Saipem SpA Soci Terzi	51,00 49,00	21,99	J.O.

All'estero

02 PEARL Snc(†)	Montigny-Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	1.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	J.O.
Barber Moss Ship Management AS(†)	Lysaker (Norvegia)	Norvegia	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CCS Netherlands BV(†) (ex CSC Netherlands BV)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	300.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda(†)	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CMS&A WII(†)	Doha (Qatar)	Qatar	QAR	500.000	Snamprog.Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
CSC Japan Godo Kaisha	Yokohama (Giappone)	Giappone	JPY	3.000.000	CCS Netherlands BV	100,00		
CSFLNG Netherlands BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	600.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEB	9.667.827.216	Snamprog. Netherl. BV Fertiliz. N. Orien. SA Soci Terzi	20,00 (..) 79,99		Co.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEB	286.549	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	20,00 80,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Victoria Island (Nigeria)	Nigeria	NGN	15.000.000	FPSO Mystras Lda	100,00		
FPSO Mystras - Produção de Petròleo Lda(†)	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	50.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd(†)	Mumbai (India)	India	INR	500.000	Saipem SA Soci Terzi	55,00 45,00		P.N.
KWANDA - Suporte Logistico Lda(17)	Luanda (Angola)	Angola	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci Terzi	49,00(a) 51,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	2.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Petromar Lda(†) (20)	Luanda (Angola)	Angola	USD	357.142,850	Saipem SA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	Francia	EUR	5.263.495	Sofresid Engine. SA Soci Terzi	22,04 77,96		P.N.
Saidel Ltd(†)	Victoria Island, Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	236.650.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipar Drilling Co BV(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	40.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipon Snc(†)	Montigny Le-Bretonneux (Francia)	Francia	EUR	20.000	Saipem SA Soci Terzi	60,00 40,00	25,87	J.O.
Sairus Llc(†)	Krasnodar (Russia)	Russia	RUB	83.603.800	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée(†)	Anjra (Marocco)	Marocco	EUR	33.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Southern Gas Constructors Ltd(†)	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	10.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc(†)	Parigi (Francia)	Francia	EUR	50.000	Saipem SA Soci Terzi	50,00 50,00	21,56	J.O.
Sud-Soyo Urban Development Lda(†)(13)	Soyo (Angola)	Angola	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV(†)	Rotterdam (Paesi Bassi)	Camerun	EUR	18.000	Saipem SA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA(10)	Luanda (Angola)	Angola	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci Terzi	35,00 65,00		
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo Concelho De Oeiras (Portogallo)	Portogallo	EUR	700.000	Saipem SA Soci Terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS SAS(†)	Guyancourt (Francia)	Marocco	EUR	30.000	Saipem SA Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
TSGI Muhendislik Insaat Limited Sirketi(†)	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	600.000	Saipem Ing y C. SLU Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	Portogallo	EUR	5.000	Snamprog. Netherl. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
XODUS SUBSEA LIMITED (†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000.000	Saipem Intern. BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.
(10) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati
(13) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.
(17) Inclusa negli elenchi di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non soggetta ad imposizione in Italia a seguito dell'accoglimento dell'istanza di interpello da parte dell'Agenzia delle Entrate.
(20) Inclusa nell'elenco di cui all'art. 3 del Decreto Ministeriale 21 novembre 2001: non si avvale di regimi fiscali privilegiati. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 3 del TUIR.
(a) Quota di Controllo: Saipem SA 40,00
Soci Terzi 60,00

Altre attività

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Cengio Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Genova	Italia	EUR	120.255,030	Syndial SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FILTENI SpA (in liquidazione)	Ferrandina (MT)	Italia	EUR	4.644.000	Syndial SpA Soci Terzi	59,56[a] 40,44		Co.
Ottana Sviluppo ScpA (in liquidazione)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Syndial SpA Soci Terzi	30,00 70,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Syndial SpA 48,00
Soci Terzi 52,00

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	135.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	Co.

All'estero

Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	100	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	Co.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	1.111.019.258	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	Co.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0[a]	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	Co.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	Co.
Norsea Pipeline Ltd	Woking Surrey (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	7.614.062	Eni SpA Soci Terzi	10,32 89,68	Co.
North Caspian Operating Co BV	L'Aja (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
North Caspian Transportation Manager Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	100.010	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
OPCO - Sociedade Operacional Angola LNG SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Petrolera Güiria SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VEF	1.000.000	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	Co.
Point Fortin LNG Exports Ltd	Port of Spain (Trinidad e Tobago)	Trinidad e Tobago	USD	10.000	Eni T&T Ltd Soci Terzi	17,31 82,69	Co.
SOMG - Sociedade de Operações e Manutenção de Gasodutos SA	Luanda (Angola)	Angola	AOA	7.400.000	Eni Angola Prod. BV Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.

Gas & Power

All'estero

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Angola LNG Supply Services Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	19.278.782	Eni USA Gas M. Llc Soci Terzi	13,60 86,40	Co.
Norsea Gas GmbH	Emden (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,640	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio Obbligatorio degli Oli Usati	Roma	Italia	EUR	36.149	Eni SpA Soci Terzi	14,41 85,59	Co.
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA(14)	Roma	Italia	ITL	360.000.000	Eni SpA Soci Terzi	72,48 27,52	Co.

All'estero

BFS Berlin Fuelling Services GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	150.511	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Compania de Economia Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	3.028.749	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,31 86,69	Co.
Dépot Pétrolier de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,400	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	Co.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	Co.
Joint Inspection Group Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
S.I.P.G. Socété Immobilier Pétrolier de Gestion Snc	Tremblay en France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	181.427	Eni Iberia SLU Soci Terzi	14,96 85,04	Co.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	23	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	Co.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	Co.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Azioni senza valore nominale.
(14) La società è sottoposta ad amministrazione straordinaria ai sensi della Legge n. 95 del 3 aprile 1979.

Corporate e società finanziarie

In Italia

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Consorzio per l'Innovazione nella Gestione delle Imprese e della Pubblica Amministrazione	Milano	Italia	EUR	150.000	Eni Corporate U.SpA Soci Terzi	10,67 89,33	Co.
Emittenti Titoli SpA	Milano	Italia	EUR	4.264.000	Eni SpA Emittenti Titoli SpA Soci Terzi	10,00 0,78 89,22	Co.
Snam SpA(#)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.696.851.994	Eni SpA Snam SpA Soci Terzi	8,25 0,08 91,67	F.V.

All'estero

Galp Energia SGPS SA(#)	Lisbona (Portogallo)	Portogallo	EUR	829.250.635	Eni SpA Soci Terzi	8,00 92,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

Imprese incluse (n. 8)

ACAM Clienti SpA	La Spezia	Gas & Power	Acquisizione del controllo
Eni Indonesia Ots 1 Ltd	George Town	Exploration & Production	Acquisizione
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Myanmar BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni South Africa BV	Amsterdam	Exploration & Production	Costituzione
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Liverpool Bay Ltd	Londra	Exploration & Production	Acquisizione
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione

Imprese escluse (n. 8)

ASA Trade SpA	Livorno	Gas & Power	Fusione
Eni Gas & Power GmbH	Düsseldorf	Gas & Power	Fusione
Eni Mali BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Togo BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Trading & Shipping BV	Amsterdam	Refining & Marketing	Fusione
ERSAI Marine Llc	Almaty	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Saipem Mediteran Usluge doo (in liquidazione)	Rijeka	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione
Saipem Services SA (in liquidazione)	Bruxelles	Ingegneria & Costruzioni	Cancellazione

Imprese consolidate joint operation

Imprese incluse (n. 2)

Servizi Milazzo Srl	Milazzo	Refining & Marketing	Costituzione
Ship Recycling Scarl	Genova	Ingegneria & Costruzioni	Costituzione

Allegato alle Note del bilancio di esercizio

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA

Imprese controllate al 31 dicembre 2014

ACAM Clienti SpA - La Spezia
In data 25 febbraio 2014, Eni ha acquistato da ACAM SpA n. 6.120 azioni del valore nominale di €10, pari al 51% del capitale sociale di €120.000 della ACAM Clienti SpA, per un importo di €15.120.000. L'Assemblea del 7 maggio 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €3.028.163,80 e ne ha deliberato la destinazione a riserva straordinaria per l'intero importo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è variata da n. 5.880 azioni a n. 12.000 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Adriaplin doo - Lubiana (Slovenia)
L'Assemblea del 29 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €1.458.097,40 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €1.000.000, portando a nuovo l'utile residuo di €385.192,53. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €510.000 in data 26 giugno 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €6.608.036,85, pari al 51% del capitale sociale di €12.956.935.

Agenzia Giornalistica Italia SpA - Roma
L'Assemblea del 4 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €2.500.588 e ha deliberato di coprire la perdita mediante l'integrale utilizzo degli utili relativi a esercizi precedenti per €606.088, l'integrale utilizzo della riserva per coperture perdite per €990.613, l'integrale utilizzo della riserva per stock option per €16.037, l'integrale utilizzo della riserva legale per €45.712 e la riduzione del capitale sociale da €4.000.000 a €3.157.862. L'Assemblea ha altresì deliberato di ricostituire il capitale sociale da €3.157.862 a €4.000.000, per complessivi €842.138, nonché di costituire una riserva per coperture perdite di €454.678, destinata a compensare la riserva negativa da rivalutazione dei piani a benefici definiti. In pari data, Eni ha versato la somma di €1.296.816.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €4.000.000.

ASA Trade SpA - Livorno
L'Assemblea del 17 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €3.123.821,11 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €3.122.809,56, pari a €4,42 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €1.011,55. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.122.809,56 in data 30 aprile 2014.
Il Consiglio di Amministrazione di Asa Trade SpA nell'adunanza del 7 aprile 2014 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 10 aprile 2014 hanno approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Asa Trade SpA in Eni. Il Consiglio di Amministrazione della società e il Consiglio di Amministrazione di Eni, nell'adunanza del 30 luglio 2014, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 21 novembre 2014 con efficacia giuridica 1° dicembre 2014, mentre ai fini contabili e fiscali la decorrenza è 1° ottobre 2014.

Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) - Pomezia
L'Assemblea del 25 febbraio 2014 ha approvato il bilancio intermedio di liquidazione che chiude con una perdita di €20.824 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in due quote del valore complessivo di €116.295, pari al 92,66% del fondo consortile di €125.507.

Ecofuel SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €111.853.730 e ha deliberato di distribuire ai soci un dividendo di €116.000.000, pari a €1,16 per azione, utilizzando allo scopo parte delle riserve distribuibili per €4.146.270. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a €50.000.000, in data 30 maggio 2014, e una seconda tranche di dividendo, pari a €66.000.000, in data 30 settembre 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €52.000.000.

Eni Adfin SpA - Roma
L'Assemblea del 9 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €3.826.661,04 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €3.783.389,37, pari a €0,023 per azione, e di destinare alla riserva disponibile l'utile residuo di €43.271,67. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.769.447 in data 24 aprile 2014. In data 30 maggio 2014, Eni ha acquistato n. 1.407 azioni del valore nominale di €0,52, pari allo 0,001% del capitale sociale, per un corrispettivo di €1.717,95. In data 9 dicembre 2014, Eni ha acquistato n. 4.221 azioni del valore nominale di €0,52, pari allo 0,003% del capitale sociale, per un corrispettivo di €5.153,84.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è variata da n. 163.889.000 azioni a n. 163.894.628 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 99,635% del capitale sociale di €85.537.498,80.

Eni Angola SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €52.755.941,81 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì approvato un incremento della riserva copertura perdite future di €35.000.000. In pari data, Eni ha versato la somma di €35.000.000. L'Assemblea del 19 dicembre 2014 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di €25.000.000. In pari data, Eni ha versato la somma di €25.000.000.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 20.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €20.200.000.

Eni Corporate University SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €269.458,80 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €13.472,94, di distribuire un dividendo di €40.000, pari a €0,01 per azione, nonché di destinare €64.506,17 a copertura della riserva negativa creata in sede di prima applicazione dei principi contabili IFRS, portando a nuovo l'utile residuo di €151.479,69. Eni ha incassato il dividendo in data 26 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 4.000.000 azioni del valore nominale di €0,84, pari al 100% del capitale sociale di €3.360.000.

Eni Finance International SA - Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 4 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di $247.183.535,93 e ne ha deliberato l'attribuzione, unitamente all'utile riportato dal precedente esercizio di $11.814.285,94, alla riserva legale per $12.359.176,80 e per i restanti $246.638.645,07 alla riserva di utili portati a nuovo. L'Assemblea dell'8 dicembre 2014 ha deliberato di distribuire un dividendo di $246.588.554,56, pari a $35,48 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di $82.884.863,48 in data 9 dicembre 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 2.336.101 azioni del valore nominale di $500, pari al 33,61262% del capitale sociale di $3.475.036.000.

Eni Fuel Centrosud SpA - Roma
L'Assemblea del 7 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €2.608.910 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di €2.493.227, pari a €0,118725 per azione, utilizzando allo scopo la riserva "ex art. 7 D.Lgs. 38/2005 commi 4 e 5" per €14.762. Eni ha incassato il dividendo in data 7 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 21.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €21.000.000.

Eni Fuel Nord SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €1.020.491 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire ai soci un dividendo di €1.200.000, pari a €0,124095 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva distribuibile per €179.509. Eni ha incassato il dividendo in data 8 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 9.670.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €9.670.000.

Eni Gas & Power GmbH - Düsseldorf (Germania)
Eni ha acquistato da Eni International BV n. 1 quota del valore nominale di €1.025.000, pari al 100% del capitale sociale di €1.025.000 della Eni Gas & Power GmbH, per un importo di €6.544.000 corrisposto nel periodo maggio-giugno 2014.
Il Consiglio di Amministrazione di Eni Gas & Power GmbH nell'adunanza del 23 maggio 2014 e il Consiglio di Amministrazione di Eni nell'adunanza del 28 maggio 2014 hanno approvato il progetto di fusione transfrontaliera per incorporazione della Eni Gas & Power GmbH in Eni. L'Assemblea del 27 novembre 2014 ha approvato il bilancio al 30 settembre 2014 che chiude con l'utile di €9.674.052,52 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. Il Consiglio di Amministrazione della società e il Consiglio di Amministrazione di Eni, nell'adunanza del 30 luglio 2014, hanno approvato la fusione per incorporazione. L'atto di fusione è stato stipulato in data 17 dicembre 2014, con effetti giuridici a partire da tale data, mentre ai fini contabili e fiscali la decorrenza è 1° ottobre 2014.

Eni Gas & Power NV - Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea del 16 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €692.580 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 792.876 azioni, senza valore nominale, pari al 99,99987% del capitale sociale di €413.248.823,14.

Eni Gas Transport Services Srl - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €46.483,99 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €43.000, portando a nuovo l'utile residuo di €1.159,79. Eni ha incassato il dividendo in data 29 settembre 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di €120.000, pari al 100% del capitale sociale di €120.000.

Eni Insurance Ltd - Dublino (Irlanda)
L'Assemblea del 10 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €61.261.342 e ha deliberato di distribuire un dividendo di €10.000.000, pari a €0,10 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €51.261.342. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 100.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €100.000.000.

Eni International BV - Amsterdam (Paesi Bassi)
L'Assemblea del 6 maggio 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di $8.726.259 migliaia e ha deliberato di distribuire, in una o più tranche, un dividendo di $6.500.000 migliaia, portando a nuovo l'utile residuo di $2.226.259 migliaia. Eni ha incassato il dividendo nel periodo maggio-dicembre 2014. L'Assemblea del 20 novembre 2014 ha deliberato di distribuire un dividendo di $625.000 migliaia. Eni ha incassato il dividendo nel periodo novembre-dicembre 2014. L'Assemblea del 23 dicembre 2014 ha deliberato di distribuire, in una o più tranche entro il 30 giugno 2015, un ulteriore dividendo di $1.250.000 migliaia. Eni ha incassato una prima tranche di dividendo, pari a $430.000 migliaia, in data 30 dicembre 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 128.336.685 azioni del valore nominale di €5, pari al 100% del capitale sociale di €641.683.425.

Eni International Resources Ltd - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 5 maggio 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di £3.907.495 e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 49.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,998% del capitale sociale di £50.000.

Eni Investments Plc - Londra (Regno Unito)
L'Assemblea del 5 maggio 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di $2.702.462 migliaia e ne ha deliberato l'attribuzione a riserva.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 750.049.999 azioni del valore nominale di £1, pari al 99,99999% del capitale sociale di £750.050.000.

Eni Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €115.786,26 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 6.655.992 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.655.992.

Eni Mediterranea Idrocarburi SpA - Gela
L'Assemblea del 14 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €79.653.859,57 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €79.612.000, pari a €15,31 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €41.859,57. Eni ha incassato il dividendo il 30 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 5.200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €5.200.000.

Eni Mozambico SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €7.960.960,68 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì approvato un incremen-

to della riserva copertura perdite future di €18.000.000. In pari data, Eni ha versato la somma di €18.000.000. L'Assemblea del 19 dicembre 2014 ha approvato la costituzione di una riserva in conto capitale di €1.000.000. In pari data, Eni ha versato la somma di €1.000.000. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in 200.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.000.

Eni Petrolem Co Inc - Dover (USA)
L'Assemblea del 29 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di $50.486.676,52 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di $50.000, pari al 63,85696% del capitale sociale di $156.600.000.

EniPower SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €49.619.014,24 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 944.947.849 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €944.947.849.

Eni Power Generation NV - Bruxelles (Belgio)
L'Assemblea dell'11 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €1.298.983 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 516.149 azioni, senza valore nominale, pari al 99,99981% del capitale sociale di €5.161.500.

Eni Rete Oil&Nonoil SpA - Roma
L'Assemblea del 9 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €146.353,14 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 27.480.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €27.480.000.

EniServizi SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 17 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €323.550,09 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale di €16.177,50, di distribuire un dividendo di €307.347,38, pari a €0,11811 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €25,21. Eni ha incassato il dividendo in data 15 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 2.602.213 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €13.427.419,08.

Eni Timor Leste SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €1.606.734,39 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. In data 18 dicembre 2014, è stata richiamata la prima tranche pari a €4.000.000 della riserva copertura perdite future già deliberata per complessivi €28.000.000 dall'assemblea del 16 aprile 2013.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 6.841.517 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €6.841.517.

Eni Trading & Shipping SpA - Roma
L'Assemblea del 15 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €19.568.595 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 56.875.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 94,73% del capitale sociale di €60.036.650.

Eni West Africa SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 16 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €18.676.030,76 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte della riserva copertura perdite future. L'Assemblea ha altresì approvato un incremento della riserva copertura perdite future di €85.000.000. In data 18 aprile 2014, Eni ha versato la somma di €61.000.000, quale prima tranche.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 10.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €10.000.000.

Eni Zubair SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 3 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €1.372.973,73 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €1.317.600, pari a €10,98 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €55.373,73. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €1.317.589 in data 21 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 119.999 azioni del valore nominale di €1, pari al 99,99917% del capitale sociale di €120.000.

Est Più SpA - Gorizia
L'Assemblea del 22 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €1.235.354,51 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e a copertura di perdite pregresse, di distribuire agli azionisti un dividendo di €489.900, pari a €0,69 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €28.171,07. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €489.900 in data 17 luglio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 710.000 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €7.100.000.

Floaters SpA - San Donato Milanese
Eni ha acquistato la società Floaters SpA in data 30 dicembre 2013 e, secondo l'atto costitutivo, il primo esercizio si chiuderà il 31 dicembre 2014. L'Assemblea del 4 giugno 2014 ha approvato la riduzione per €792.925,33 della riserva sovrapprezzo azioni. La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 200.120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €200.120.000.

Ieoc SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €19.799.862,32 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo integrale della riserva copertura perdite future di €17.755.523,69, portando a nuovo la perdita residua di €2.044.338,63. L'Assemblea ha altresì approvato un incremento della riserva copertura perdite future di €8.000.000. In pari data, Eni ha versato la somma di €8.000.000.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 18.331 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 100% del capitale sociale di €18.331.000.

LNG Shipping SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €6.301.277,33 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di €5.983.956, pari a €0,02484 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €2.257,46. Eni ha incassato il dividendo in data 30 aprile 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 240.900.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €240.900.000.

Raffineria di Gela SpA - Gela
L'Assemblea dell'11 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €11.910.182,70 e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'Assemblea del 30 settembre 2014 ha deliberato di ripianare la perdita di periodo risultante al 31 agosto 2014 e degli esercizi precedenti per complessivi €94.993.618,87, per €15.000.000 mediante azzeramento dell'intero capitale sociale con conseguente annullamento delle 15.000.000 azioni del valore nominale di €1 per azione, per €64.445.515,72 mediante l'utilizzo delle riserve disponibili e per €14.548.103,15 mediante versamento di pari importo da parte dell'azionista. L'Assemblea ha inoltre deliberato di aumentare il capitale sociale a €15.000.000 mediante emissione di numero 15.000.000 nuove azioni del valore nominale di €1 per azione e di costituire una riserva per copertura perdite future per €65.451.896,85 mediante versamento di pari importo da parte dell'azionista. In data 30 settembre 2014, Eni ha sottoscritto n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1 per azione e ha versato, a completa liberazione delle azioni sottoscritte, la somma di €15.000.000 unitamente alla somma di €80.000.000 per la copertura della perdita residua, dopo l'azzeramento del capitale sociale e l'utilizzo delle riserve disponibili per €14.548.103,15 e la costituzione della riserva per copertura perdite future per €65.451.896,85.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 15.000.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €15.000.000.

Saipem SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 6 maggio 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €277.473.666,88 e ha deliberato di distribuire ai soli azionisti possessori di azioni di risparmio un dividendo privilegiato di €0,05, dividendo nel limite del 5% del valore nominale dell'azione ai sensi dell'art. 6 dello Statuto, portando a nuovo l'utile residuo di €277.468.127,08. Eni non ha incassato nessun dividendo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 189.423.307 azioni ordinarie del valore nominale di €1, pari al 42,91315% del capitale sociale di €441.410.900.

Servizi Aerei SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'8 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €18.542,67 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva di utili portati a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 79.817.238 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €79.817.238.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA - Roma
L'Assemblea del 9 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €106.661 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 26.115.385 azioni del valore nominale di €0,52, pari al 100% del capitale sociale di €13.580.000,20.

Società Adriatica Idrocarburi SpA - S. Giovanni Teatino (CH)
L'Assemblea del 7 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €21.688.775,48 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo della riserva sovrapprezzo azioni.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in 14.738.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €14.738.000.

Società Ionica Gas SpA - S. Giovanni Teatino (CH)
L'Assemblea del 7 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €303.715.909,18 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo per pari importo di parte delle altre riserve.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in 11.452.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 100% del capitale sociale di €11.452.500.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €1.916.171,21 e ha deliberato di coprire la perdita, unitamente alla perdita degli esercizi precedenti di €20.130.083,06, per complessivi €22.046.254,27, mediante l'utilizzo degli utili portati a nuovo per €617.725, l'utilizzo della riserva legale per €7.596.160 e la riduzione del capitale sociale da €37.980.800 a €24.103.200, tramite riduzione del valore nominale di ciascuna azione delle 73.040.000 in circolazione da €0,52 a €0,33 e quindi per €13.877.600, imputando €13.832.369 a copertura della perdita residua e la differenza di €45.230,73 a riserva indisponibile.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 73.013.797 azioni del valore nominale di €0,33, pari al 99,96413% del capitale sociale di €24.103.200.

Syndial SpA - Attività diversificate - San Donato Milanese
L'Assemblea del 15 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €292.393.888,47. L'Assemblea ha deliberato di costituire una riserva di €6.459.626 destinata a compensare la riserva negativa da rivalutazione dei piani a benefici definiti di pari importo, mediante versamento del solo azionista Eni in pari data. L'Assemblea ha altresì deliberato di coprire la perdita mediante riduzione del capitale sociale da €447.739.017,98 a €155.345.129,51 e successivamente di aumentare il capitale sociale da €155.345.129,51 a €409.936.364,07 mediante l'emissione di n. 1.591.195.216 nuove azioni prive di indicazione del valore nominale, da offrire in opzione agli azionisti a pagamento in ragione di n. 1 azione di nuova emissione ogni n. 1 azione posseduta. In data 15 aprile 2014, Eni ha sottoscritto n. 1.591.191.475 azioni prive di indicazione del valore nominale. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €254.590.636. In data 3 giugno 2014, Eni ha sottoscritto n. 5 azioni prive di indicazione del valore nominale, non optate da soci terzi. A completa liberazione delle azioni sottoscritte, Eni ha versato €0,80.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è variata da n. 1.591.191.475 azioni a n. 3.182.382.955 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 99,99977% del capitale sociale di €409.936.364,07.

Tecnomare Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA - Venezia
L'Assemblea del 15 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €3.624.051,92 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €3.624.000, pari a €9,06 per azione, portando a nuovo l'utile residuo per €51,92. Eni ha incassato il dividendo in data 30 settembre 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 400.000 azioni del valore nominale di €5,16, pari al 100% del capitale sociale di €2.064.000.

TIGÁZ Tiszántúli Gázszolgáltató Zártkörűen Működ˝o Részvénytársaság - Hajduszoboszlo (Ungheria)
L'Assemblea del 16 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di 35.858.886.510 fiorini ungheresi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 16.638.913 azioni del valore nominale di 1.000 fiorini ungheresi, pari al 97,87596% del capitale sociale di 17.000.000.000 fiorini ungheresi.

Trans Tunisian Pipeline Company SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 9 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €62.891.733,07 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €62.891.244, pari a €572,78 per azione, utilizzando allo scopo utili portati a nuovo di €344,74 e portando a nuovo l'utile residuo di €489,07. Eni ha incassato il dividendo in data 22 aprile 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 109.800 azioni del valore nominale di €10, pari al 100% del capitale sociale di €1.098.000.

Versalis SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 18 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €550.578.219 e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 1.553.400.000 azioni prive di indicazione del valore nominale, pari al 100% del capitale sociale di €1.553.400.000.

Imprese joint venture e collegate al 31 dicembre 2014

Distribuidora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 23 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di 32.358.023,55 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva facoltativa per future distribuzioni di dividendi di 14.472.143,15 pesos argentini, la costituzione di una riserva "ai sensi della Resolución General 609/2012 della Comisión Nacional de Valores" di 267.979,22 pesos argentini, nonché la distribuzione agli azionisti di un dividendo di 16.000.000 pesos argentini, pari a 0,079070413 pesos argentini per azione. Eni ha incassato 818.258,08 pesos argentini su un totale dividendo di propria spettanza di 1.094.400 pesos argentini nel periodo maggio-giugno 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 13.840.828 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 6,84% del capitale sociale di 202.351.288 pesos argentini.

Distribuidora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 23 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di 50.379.167,18 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva facoltativa per future distribuzioni di dividendi di 23.960.208,82 pesos argentini, di distribuire agli azionisti un dividendo di 23.900.000 pesos argentini, pari a 0,14894938644 pesos argentini per azione. Eni ha incassato 5.939.049,72 pesos argentini su un totale dividendo di propria spettanza di 7.492.650 pesos argentini nel periodo maggio-luglio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 50.303.329 azioni del valore nominale di 1 peso argentino, pari al 31,35% del capitale sociale di 160.457.190 pesos argentini.

Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE - Larissa (Grecia)
L'Assemblea del 31 marzo 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €10.316.151,73 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di €9.684.045,14, pari a €0,12343 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.745.182,12 in data 20 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 38.445.008 azioni del valore nominale di €1, pari al 49% del capitale sociale di €78.459.200.

Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE - Ampelokipi-Menemeni (Grecia)
L'Assemblea del 31 marzo 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €21.821.693,73 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di €20.581.145,63, pari a €0,10146 per azione. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €10.084.761,36 in data 9 maggio 2014. L'assemblea straordinaria del 4 luglio 2014 ha deliberato la riduzione del capitale sociale da €237.850.000 a €202.850.000, mediante annullamento di n. 35.000.000 azioni del valore nominale di €1. Eni ha incassato la quota di propria competenza, pari a €17.150.000, in data 26 settembre 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è variata da n. 116.546.500 azioni a n. 99.396.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 49% del capitale sociale di €202.850.000.

Inversora de Gas Cuyana SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 23 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di 13.968.274,51 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.660.000 pesos argentini, pari a 1,1097780444 pesos argentini per azione, e attribuire il residuo di 6.609.860,78 pesos argentini alla riserva facoltativa per future distribuzioni di dividendi. Eni ha incassato 2.612.844,62 pesos argentini su un totale dividendo di propria spettanza di 5.061.600 pesos argentini nel periodo maggio-giugno 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 4.560.912 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 76% del capitale sociale di 60.012.000 pesos argentini.

Inversora de Gas del Centro SA - Buenos Aires (Argentina)
L'Assemblea del 23 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di 24.660.561,39 pesos argentini e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 10.189.000 pesos argentini, pari a 1,49811798 pesos argentini per azione, e di attribuire alla riserva facoltativa per future distribuzioni di dividendi 13.238.533,32 pesos argentini. Eni ha incassato 1.176.808,26 pesos argentini su un totale dividendo di propria spettanza di 2.547.250 pesos argentini nel periodo maggio-luglio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 1.700.300 azioni del valore nominale di 10 pesos argentini, pari al 25% del capitale sociale di 68.012.000 pesos argentini.

Isontina Reti Gas SpA - Gradisca d'Isonzo
In data 24 gennaio 2014, Eni ha ceduto la totalità delle azioni in suo possesso ad Acegas-APS, per un corrispettivo di €8.725.000.

Mariconsult SpA - Milano
L'Assemblea del 28 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €262.939,94 e ha deliberato di attribuire agli azionisti un dividendo di €240.000, pari a €120 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €22.939,94. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €120.000 in data 30 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 1.000 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €120.000.

Seram SpA - Fiumicino
L'Assemblea del 29 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €203.003,13 e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di portare a nuovo l'utile residuo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 1.500 azioni del valore nominale di €142, pari al 25% del capitale sociale di €852.000.

Transmed SpA - Milano
L'Assemblea del 28 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €6.122.466,30 e ha deliberato di attribuire agli azionisti un dividendo di €6.120.000, pari a €25,5 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €2.466,30. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €3.060.000 in data 30 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 120.000 azioni del valore nominale di €1, pari al 50% del capitale sociale di €240.000.

Transmediterranean Pipeline Company Ltd - St. Helier (Channel Islands)
L'Assemblea del 23 ottobre 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di $19.714.987 e ne ha deliberato l'attribuzione a riduzione delle perdite portate a nuovo degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 515.500 azioni del valore nominale di $10, pari al 50% del capitale sociale di $10.310.000.

Unión Fenosa Gas SA - Madrid (Spagna)
L'Assemblea del 12 giugno 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €65.564.256,88 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €45.880.800, pari a €84 per azione, portando a nuovo l'utile residuo di €19.683.456,88. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €22.940.400 in data 26 giugno 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 273.100 azioni del valore nominale di €60, pari al 50% del capitale sociale di €32.772.000.

Vega Parco Scientifico e Tecnologico di Venezia Scarl - Venezia
In data 29 aprile 2014, Eni ha ceduto la propria quota partecipativa, pari a n. 1 quota del valore nominale di €235.226, a La Immobiliare Veneziana Srl, per un corrispettivo di €235.226.

Venezia Tecnologie SpA - Porto Marghera (Venezia)
L'Assemblea del 28 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €207.522 e ha deliberato di distribuire ai soci un dividendo di €400.000, pari a €2.666 per azione, utilizzando allo scopo parte della riserva distribuibile per €250.000, e di attribuire l'utile residuo alla riserva straordinaria per €57.348 e alla riserva non distribuibile ai sensi dell'art. 2426 – 8 bis del codice civile per €174. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a €200.000, nel periodo maggio-agosto 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 75 azioni del valore nominale di €1.000, pari al 50% del capitale sociale di €150.000.

Imprese joint operation al 31 dicembre 2014

Eni East Africa SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea dell'11 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con la perdita di €206.694.453,38 e ha deliberato di coprire la perdita mediante utilizzo integrale della riserva copertura perdite future disponibile per €132.513.954,25 e mediante utilizzo di parte della riserva in conto capitale disponibile per €74.180.499,13. Nel corso del 2014, Eni ha versato integralmente in più tranche la residua quota di propria spettanza della riserva in conto capitale deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 28 giugno 2013, per complessivi €94.285.712,40. L'Assemblea del 14 luglio 2014 ha approvato l'incremento della riserva in conto capitale per €120.000.000 mediante versamento dell'azionista di pari importo. In data 15 luglio 2014, Eni ha versato la quota di propria spettanza pari a €50.499.998,99 quale prima tranche. Con valuta 13 agosto 2014 e con valuta 17 settembre 2014, Eni ha versato le residue tranche di propria spettanza per complessivi €35.214.285. L'Assemblea del 15 settembre 2014 ha approvato l'incremento della riserva in conto capitale per €98.000.000. In data 17 settembre 2014, Eni ha versato la quota di propria spettanza pari a €42.857.142 quale prima tranche.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 14.285.714 azioni del valore nominale di €1, pari al 71,42857% del capitale sociale di €20.000.000.

Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA - San Donato Milanese
L'Assemblea del 14 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude con l'utile di €6.556.103,92 e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di €6.787.000, pari a €2,20 per azione, composto da €6.556.103,92 riveniente dall'utile di esercizio 2013 e da €230.896,08 tramite utilizzo per pari importo della riserva sovrapprezzo azioni. Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di €4.750.900 in data 14 maggio 2014.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 2.159.500 azioni del valore nominale di €1, pari al 70% del capitale sociale di €3.085.000.

Raffineria di Milazzo ScpA - Milazzo
L'Assemblea del 30 aprile 2014 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 2013 che chiude in pareggio.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 2013 è rimasta immutata in n. 175.000 azioni del valore nominale di €488,98, pari al 50% del capitale sociale di €171.143.000.

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2014 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	8.888
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	607
Servizi di consulenza fiscale	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	0
Altri servizi[1]	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	495
Revisione legale dei conti	i) Revisore della capogruppo[2] ii) Rete del revisore della capogruppo[3]	i) Società controllate ii) Società controllate	7.233 10.611
Servizi di attestazione	i) Revisore della capogruppo[4] ii) Rete del revisore della capogruppo[5]	i) Società controllate ii) Società controllate	120 147
Servizi di consulenza fiscale	i) Revisore della capogruppo ii) Rete del revisore della capogruppo[6]	i) Società controllate ii) Società controllate	0 11
Altri servizi[7]	Revisore della capogruppo Rete del revisore della capogruppo	i) Società controllate ii) Società controllate	450 342
Totale			**28.905**

(1) Gli altri servizi di revisione forniti alla capogruppo dalla Reconta Ernst & Young SpA sono relativi alla revisione del bilancio di sostenibilità e alla verifica sui riaddebiti dei costi.
(2) Di cui €184 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.
(3) Di cui €909 migliaia per attività di revisione legale resa a società a controllo congiunto.
(4) Di cui €4 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto.
(5) Di cui €70 migliaia per servizi di attestazione resi a società a controllo congiunto.
(6) Di cui €11 migliaia per servizi di consulenza fiscale resi a società a controllo congiunto.
(7) Gli altri servizi di revisione forniti alle società controllate dalla Reconta Ernst & Young SpA e dalla sua rete sono relativi principalmente alla revisione del bilancio di sostenibilità e alla verifica sui riaddebiti dei costi.

Ufficio rapporti con gli investitori
Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929
e-mail: investor.relations@eni.com

eni spa
Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2014:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
partita IVA 00905811006
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

Pubblicazioni
Relazione Finanziaria Annuale redatta
ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998
Integrated Annual Report
Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito
presso la US Securities and Exchange Commission
Fact Book (in italiano e in inglese)
Eni in 2014 (in inglese)
Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno
redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998
Interim consolidated report as of June 30
Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari
redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998
(in italiano e in inglese)
Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi
dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Sito internet: eni.com
Centralino: +39-0659821
Numero verde: 800940924
Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADR - Shareholder Information
BNY Mellon Shareowner Services
P.O. Box 30170
College Station, TX 77842-3170
Shrrelations@cpushareownerservices.com

Contatti:
- Institutional Investors/Broker Desk:
  UK: Mark Lewis - Tel. +44 207-964-6089
  Mark.lewis@bnymellon.com
  USA: Ravi Davis - Tel 1-212-815-4245
  Ravi.davis@bnymellon.com
  Hong Kong: Herston Powers - Tel. 852-2840-9868
  Herston.powers@bnymellon.com
- Retail Investors:
  Telephone - US Domestic: 1-888-269-2377
  Telephone - International: 1-201-680-6825

Copertina: Inarea - Roma
Impaginazione e supervisione: Korus - Roma
Stampa: Primaprint - Viterbo
Stampato su carta ecologica: Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità

FTSE4Good Dow Jones Sustainability Indices ECPI

eni.com

00157