

Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggetti, 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. La stima delle riserve è influenzata, tra l'altro, dall'andamento dei prezzi delle commodity petrolifere di riferimento e dalla tipologia contrattuale sottostante le attività Oil & Gas.

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 utilizzando 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 rego-

lamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controverse e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

### Benefici per i 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'andamento 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 proget-

to. 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 fattura e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché degli altri fattori, considerati dalla Direzione Aziendale, che possono influire sui consumi oggetto di stima. I dati comunicati dai diversi operatori sono soggetti a conguaglio fino al quinto anno successivo a quello di competenza, coerentemente con la normativa applicabile, per tener conto delle informazioni definitive sui consumi effettivi.

## 7 Principi contabili di recente emanazione

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

Con il regolamento n. 2015/2173 emesso dalla Commissione Europea in data 24 novembre 2015 è stata omologata la modifica all'IFRS 11 "Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in attività a controllo congiunto" (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.

Con il regolamento n. 2015/2231 emesso dalla Commissione Europea in data 2 dicembre 2015 sono state omologate le modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 "Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili" (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.

Con il regolamento n. 2015/2406 emesso dalla Commissione Europea in data 18 dicembre 2015 sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Iniziativa di informativa", contenenti essenzialmente chiarimenti in merito alle modalità di presentazione dell'informativa di bilancio, esplicitando il riferimento al concetto di significatività anche per le note al bilancio. Le modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2016.

Con il regolamento n. 2015/2441 emesso dalla Commissione Europea in data 18 dicembre 2015 è stata omologata la modifica allo IAS 27 "Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato", 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.

Con il regolamento n. 2015/2343 emesso dalla Commissione Europea in data 15 dicembre 2015, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012-2014", 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.

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

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 standalone 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 2018.

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 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 ad una realtà collegata o a una joint venture. Il 17 dicembre 2015 lo IASB ha pubblicato l'amendment che differisce l'entrata in vigore a tempo indeterminato delle modifiche all'IFRS 10 e allo IAS 28. In data 13 gennaio 2016 lo IASB ha emesso l'IFRS 16 "Leases" (di seguito IFRS 16) che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce al cliente (il lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali lessee; per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta la rilevazione di una attività, rappresentativa del diritto d'uso, e di una passività, rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto. Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei lessor, è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dal 1 gennaio 2019.

In data 19 gennaio 2016 lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 12 "Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealised Losses", che: (i) confermano l'esistenza di una differenza temporanea deducibile in presenza di un valore di iscrizione di attività valutate al fair value inferiore alla base fiscale (ad es. un titolo a tasso fisso il cui fair value è inferiore al valore fiscalmente riconosciuto); (ii) prevedono la possibilità che il red-

dito imponibile futuro consideri, in presenza di adeguate evidenze che ne supportino la probabilità, il fatto che alcune attività aziendali siano recuperate ad un valore superiore a quello di iscrizione in bilancio. Tale circostanza può verificarsi in presenza di un titolo a tasso fisso, la cui valutazione al fair value alla data di riferimento del bilancio è inferiore al valore di rimborso, che l'impresa intende possedere sino alla maturity date e per il quale si aspetta di incassare i flussi di cassa contrattualmente previsti; (iii) specificano che i redditi imponibili futuri da considerare ai fini della rilevazione di un'attività per imposte anticipate non debbano includere le deduzioni fiscali emergenti alla data di annullamento delle stesse differenze temporanee deducibili; (iv) chiedono, quando un'impresa valuta la probabilità di conseguire redditi imponibili sufficienti nell'esercizio di annullamento delle differenze temporanee deducibili, di considerare eventuali limitazioni, poste dalla normativa tributaria, alle tipologie di redditi imponibili a fronte delle quali operare le deduzioni fiscali. Le modifiche allo IAS 12 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

In data 29 gennaio 2016 lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 7 "Disclosure Initiative", che rafforza gli obblighi di disclosure in presenza di variazioni, monetarie e non, di passività finanziarie. Le modifiche allo IAS 7 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2017.

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 €5.200 milioni (€6.614 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 90 giorni per €3.289 milioni (€3.373 milioni al 31 dicembre 2014) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Disponibilità liquide ed equivalenti per €898 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

La scadenza media delle attività esigibili entro 90 giorni è di 8 giorni e il tasso di interesse medio è dello 0,25% (0,15% al 31 dicembre 2014).

### 9 Attività finanziarie destinate al trading

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	1.325	925
Altri titoli	3.699	4.103
	<b>5.024</b>	<b>5.028</b>

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Euro	4.996	3.906
Franco svizzero	12	524
Dollaro USA		272
Sterlina inglese	16	271
Dollaro canadese		36
Dollaro australiano		19
	<b>5.024</b>	<b>5.028</b>

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
<b>Titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>				
<b>Tasso fisso</b>				
Italia	520	529	Baa2	BBB-
Spagna	190	198	Baa2	BBB+
Unione Europea	48	50	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	26	25	A1	AA-
Francia	23	23	Aa2	AA
Polonia	19	18	A2	A-
Germania	13	13	Aaa	AAA
Austria	13	12	Aaa	AA+
Canada	3	3	Aaa	AAA
Svezia	3	2	Aaa	AAA
Giappone	1	1	A1	A+
	<b>859</b>	<b>874</b>		
<b>Tasso variabile</b>				
Francia	49	49	Aa2	AA
Svezia	2	2	Aaa	AAA
	<b>51</b>	<b>51</b>		
<b>Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani</b>	<b>910</b>	<b>925</b>		
<b>Altri titoli</b>				
<b>Tasso fisso</b>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.142	2.243	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.397	1.423	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Banca europea per gli Investimenti	2	2	Aaa	AAA
	<b>3.541</b>	<b>3.668</b>		
<b>Tasso variabile</b>				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	332	332	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da imprese industriali	103	103	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	<b>435</b>	<b>435</b>		
<b>Totale Altri titoli</b>	<b>3.976</b>	<b>4.103</b>		
<b>Totale Attività finanziarie destinate al trading</b>	<b>4.886</b>	<b>5.028</b>		

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

#### 10 Attività finanziarie disponibili per la vendita

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
<b>Titoli strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	204	243
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	40	39
	<b>244</b>	<b>282</b>
<b>Titoli non strumentali all'attività operativa</b>		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	6	
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari	7	
	<b>13</b>	
	<b>257</b>	<b>282</b>

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Euro	216	241
Dollaro USA	39	41
Rupia indiana	2	
	<b>257</b>	<b>282</b>

I titoli emessi da Stati Sovrani al 31 dicembre 2015 di €243 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2014) 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
<b>Tasso fisso</b>						
Spagna	30	34	da 1,40 a 5,50	dal 2016 al 2021	Baa2	BBB+
Belgio	27	32	da 3,75 a 4,25	dal 2019 al 2021	Aa3	AA
Italia	27	27	da 0,65 a 5,75	dal 2016 al 2020	Baa2	BBB-
Portogallo	18	19	da 4,20 a 4,75	dal 2016 al 2019	Ba1	BB+
Francia	17	19	da 1,00 a 3,25	dal 2018 al 2023	Aa2	AA
Irlanda	17	19	da 0,80 a 4,50	dal 2019 al 2022	Baa1	A+
Polonia	16	19	da 4,50 a 6,38	dal 2019 al 2022	A2	A-
Slovacchia	15	16	da 1,50 a 4,20	dal 2016 al 2018	A2	A+
Islanda	14	15	da 2,50 a 5,88	dal 2020 al 2022	Baa2	BBB
Finlandia	8	8	da 1,13 a 1,75	dal 2017 al 2019	Aaa	AA+
Repubblica Ceca	7	8	3,63	2021	A1	AA-
Slovenia	7	8	2,25	2022	Baa3	A-
Paesi Bassi	6	7	4,00	dal 2016 al 2018	Aaa	AAA
Stati Uniti d'America	7	7	da 1,25 a 3,13	dal 2019 al 2020	Aaa	AA+
Canada	5	5	1,63	2019	Aaa	AAA
	<b>221</b>	<b>243</b>				

Titoli quotati per €39 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2014) sono emessi da Istituti finanziari con classe di rating Aaa (Moody's) e AAA (S&P).

Titoli non strumentali all'attività operativa per €26 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I titoli strumentali all'attività operativa di €282 milioni (€244 milioni al 31 dicembre 2014) 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 31.12.2014	Variazione con effetti a riserva	Valore al 31.12.2015
Effetto valutazione al fair value	13	(4)	9
Passività per imposte differite	(2)	1	(1)
<b>Altre riserve di patrimonio netto</b>	<b>11</b>	<b>(3)</b>	<b>8</b>

Il fair value dei titoli disponibili per la vendita è determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

**11 Crediti commerciali e altri crediti**

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti commerciali	19.709	12.022
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa - breve termine	423	375
- strumentali all'attività operativa - quote a breve di crediti a lungo termine	839	1.238
- non strumentali all'attività operativa	555	685
	<b>1.817</b>	<b>2.298</b>
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	86	33
- altri	6.989	6.597
	<b>7.075</b>	<b>6.630</b>
	<b>28.601</b>	<b>20.950</b>

Il decremento dei crediti commerciali di €7.687 milioni è riferito al settore Gas & Power per €4.462 milioni.

Crediti commerciali per €3.026 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.937 milioni (€2.353 milioni al 31 dicembre 2014):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2014	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2015
Crediti commerciali	1.674	581	(247)	(239)	1.769
Crediti finanziari	59			7	66
Altri crediti	620	46	(584)	20	102
	<b>2.353</b>	<b>627</b>	<b>(831)</b>	<b>(212)</b>	<b>1.937</b>

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti commerciali di €581 milioni (€518 milioni nel 2014) è riferito al settore Gas & Power per €549 milioni ed è relativo, in particolare, alla clientela retail nei confronti della quale perdurano difficoltà di riscossione e comprende, inoltre, l'accantonamento a copertura dei crediti stanziati per fatture da emettere del business retail Gas & Power per vendite di gas (€130 milioni) e di energia elettrica (€96 milioni) relative a precedenti esercizi. Eni ha adottato le necessarie azioni per mitigare il rischio controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici.

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti commerciali di €247 milioni (€154 milioni nel 2014) è riferito al settore Gas & Power per €177 milioni.

Al 31 dicembre 2015 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2016 per €743 milioni (€1.794 milioni nell'esercizio 2014 con scadenza 2015). Le cessioni 2015 hanno riguardato crediti commerciali del settore Gas & Power. Inoltre, operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2016 sono state poste in essere dalle discontinued operations per €37 milioni e, tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA, per €64 milioni.

I crediti commerciali al 31 dicembre 2015 comprendono: (i) i crediti scaduti del settore Exploration & Production relativi a forniture di idrocarburi a enti di Stato dell'Egitto per circa €771 milioni in riduzione rispetto al valore di €966 milioni al 30 giugno 2015 per effetto dei rimborsi ottenuti con la finalizzazione di diverse iniziative commerciali e di un accordo petrolifero con le controparti di Stato che ha definito, tra l'altro, modalità di recupero dei crediti commerciali scaduti. Nel corso del 2016 proseguono le azioni di recupero anche alla luce delle consolidate relazioni con le controparti governative; (ii) i crediti stanziati per fatture da emettere del business retail Gas & Power che sono stimati dal management utilizzando i dati comunicati dai gestori delle reti nazionali e locali, cui compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di rettifiche e conseguenti conguagli fino al quinto anno successivo. Nel 2015 è stata rilevata una revisione della stima di tali crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) e di energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi.

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2014		31.12.2015	
	Crediti commerciali	Altri crediti	Crediti commerciali	Altri crediti
Crediti non scaduti e non svalutati	15.575	5.713	9.257	5.308
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	1.804	196	1.082	93
Crediti scaduti e non svalutati:				
- da 0 a 3 mesi	1.088	232	1.066	89
- da 3 a 6 mesi	550	105	106	501
- da 6 a 12 mesi	244	10	220	477
- oltre 12 mesi	448	819	291	162
	<b>2.330</b>	<b>1.166</b>	<b>1.683</b>	<b>1.229</b>
	<b>19.709</b>	<b>7.075</b>	<b>12.022</b>	<b>6.630</b>

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 verso clienti retail del settore Gas & Power.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.939 milioni (€8.066 milioni al 31 dicembre 2014). Crediti commerciali in moneta diversa dall'euro per €1.941 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €1.613 milioni (€1.262 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano per €1.126 milioni finanziamenti concessi a società joint venture e collegate per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni (€764 milioni al 31 dicembre 2014) e per €287 milioni depositi a copertura delle riserve tecniche di Eni Insurance Ltd (€332 milioni al 31 dicembre 2014). L'incremento di €351 milioni comprende l'estensione dei finanziamenti alla CARDÓN IV SA per €411 milioni al fine di finanziarie pro quota (Eni 50%) gli investimenti di sviluppo e produzione di idrocarburi della società.

Crediti finanziari strumentali all'attività operativa per €149 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €685 milioni (€555 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano principalmente: (i) crediti relativi ai margini sui contratti derivati di Eni Trading & Shipping SpA per €457 milioni (€203 milioni al 31 dicembre 2014); (ii) depositi vincolati di Eni Trading & Shipping SpA per €209 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €197 milioni presso BNP Paribas e €11 milioni presso ABN AMRO per operazioni su contratti derivati.

Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per €31 milioni sono stati riclassificati nelle discontinued operations.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.329 milioni (€1.063 milioni al 31 dicembre 2014).

Nell'esercizio è stato completato l'incasso del credito da disinvestimento di €52 milioni outstanding al 31 dicembre 2014, corrispondente alle ultime rate del prezzo per la cessione del 3,25% nel progetto Karachaganak (pari al 10% dell'interessenza Eni) alla controparte di Stato kazakha KazMunayGas avvenuta nel 2012 nell'ambito di una transazione per la chiusura di un contenzioso sul cost recovery e materie fiscali. Il credito maturava interessi a tassi di mercato.

Gli altri crediti di €6.597 milioni (€6.989 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono €773 milioni (€663 milioni al 31 dicembre 2014) relativi, tra l'altro, 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 parziale nel 2011 e di un lodo finale nel 2014 entrambi favorevoli, in uno degli arbitrati, e all'emissione di un lodo parziale favorevole nel 2013, nell'altro. Per quest'ultimo il lodo finale potrà essere emesso dal Collegio Arbitrale solo in caso di revoca del provvedimento restrittivo di una corte locale che impedisce il proseguimento di questo arbitrato e l'esecuzione del lodo parziale.

I crediti di €91 milioni al 31 dicembre 2014 relativi a importi da ricevere da clienti gas somministrati a fronte dei volumi gas per i quali era maturato in capo a Eni il diritto take-or-pay previsto dai relativi contratti di vendita a lungo termine sono stati incassati nell'esercizio.

Altri crediti per €590 milioni sono stati riclassificati alle discontinued operations.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Crediti per attività di disinvestimento	86	33
Altri crediti:		
- partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	4.837	4.656
- accounti per servizi	857	496
- compagnie di assicurazione	164	113
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	18	104
- per operazioni di factoring	140	90
- enti petroliferi esteri per rimborsi di imposte petrolifere	47	27
- altri	926	1.111
	<b>6.989</b>	<b>6.597</b>
	<b>7.075</b>	<b>6.630</b>

I crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione comprendono crediti per €281 milioni (€207 milioni al 31 dicembre 2014) 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 €90 milioni (€140 milioni al 31 dicembre 2014) 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 €5.909 milioni (€6.004 milioni al 31 dicembre 2014).

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. 45 – Rapporti con parti correlate.

**12 Rimanenze**

(€ milioni)	31.12.2014					31.12.2015				
	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	468	210		2.177	2.855	179	35		1.879	2.093
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	34	11		1	46	97			1	98
Lavori in corso su ordinazione			1.768		1.768			7		7
Prodotti finiti e merci	2.022	699		131	2.852	1.552	13		72	1.637
Certificati e diritti di emissione				34	34				75	75
	<b>2.524</b>	<b>920</b>	<b>1.768</b>	<b>2.343</b>	<b>7.555</b>	<b>1.828</b>	<b>48</b>	<b>7</b>	<b>2.027</b>	<b>3.910</b>

Le altre rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo di €1.879 milioni (€2.177 milioni al 31 dicembre 2014) sono riferite al settore Exploration & Production per €1.732 milioni e riguardano principalmente materiali per le attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture.

I certificati e diritti di emissione di €75 milioni (€34 milioni al 31 dicembre 2014) sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato. La gerarchia del fair value è di livello 1.

Rimanenze di magazzino per €87 milioni (€213 milioni al 31 dicembre 2014) 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
<b>2014</b>								
Rimanenze lorde	8.126	(185)			26	271	(211)	8.027
Fondo svalutazione	(187)		(371)	57		(8)	37	(472)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>7.939</b>	<b>(185)</b>	<b>(371)</b>	<b>57</b>	<b>26</b>	<b>263</b>	<b>(174)</b>	<b>7.555</b>
<b>2015</b>								
Rimanenze lorde	8.027	(635)			(8)	249	(3.469)	4.164
Fondo svalutazione	(472)		(86)	168	3	(10)	143	(254)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>7.555</b>	<b>(635)</b>	<b>(86)</b>	<b>168</b>	<b>(5)</b>	<b>239</b>	<b>(3.326)</b>	<b>3.910</b>

La variazione dell'esercizio negativa per €635 milioni è riferita al settore Gas & Power per €377 milioni e al settore Refining & Marketing per €322 milioni ed è influenzata dalla flessione dei prezzi degli idrocarburi e da azioni di ottimizzazione dei quantitativi in giacenza, nonché, in aumento, al settore Exploration & Production per €64 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi del fondo svalutazione rispettivamente di €86 milioni e €168 milioni sono riferiti al settore Refining & Marketing rispettivamente per €38 milioni e €148 milioni e riguardano, in particolare, le scorte di greggio e di prodotti petroliferi per effetto del progressivo allineamento del costo medio ponderato al valore di realizzo al 31 dicembre 2015.

Le altre variazioni di €3.326 milioni comprendono la riclassifica delle rimanenze nelle discontinued operations per €2.852 milioni.

**13 Attività per imposte sul reddito correnti**

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Imprese italiane	472	174
Imprese estere	290	177
	<b>762</b>	<b>351</b>

Attività per imposte sul reddito correnti per €262 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

Le imposte sono indicate alla nota n. 42 – Imposte sul reddito.

**14 Attività per altre imposte correnti**

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Iva	817	379
Accise e imposte di consumo	200	121
Altre imposte e tasse	192	122
	<b>1.209</b>	<b>622</b>

Attività per altre imposte correnti per €384 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

**15 Altre attività correnti**

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.299	3.220
Altre attività	1.086	419
	<b>4.385</b>	<b>3.639</b>

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 33 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €419 milioni (€1.086 milioni al 31 dicembre 2014) comprendono: (i) l'ammontare che Eni prevede di recuperare a breve termine del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term. Tale voce residua in €108 milioni al 31 dicembre 2015 per effetto dei ritiri dei volumi sottostanti realizzati nel corso dell'esercizio che hanno consentito di ridurre di €388 milioni l'esposizione outstanding a fine 2014 di €496 milioni. I ritiri di gas sono avvenuti grazie alle azioni di ottimizzazione delle vendite eseguite nel corso dell'esercizio e alle flessibilità commerciali ottenute in virtù del round di rinegoziazioni finalizzate nel 2014. La quota che Eni prevede di recuperare oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi è indicata alla nota n. 22 – Altre attività non correnti; (ii) risconti per prestazioni di servizio anticipate per €37 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2014); (iii) ratei e risconti per affitti e canoni per €18 milioni (€51 milioni al 31 dicembre 2014); (iv) risconti per premi assicurativi per €3 milioni (€36 milioni al 31 dicembre 2014).

Altre attività correnti per €182 milioni sono state riclassificate nelle discontinued operations.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 45 – Rapporti con parti correlate.

## Attività non correnti

## 16 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>2014</b>										
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)	3.363	(3)	7.040	46.745	140.353	93.608
Attrezzature industriali e commerciali	450	129	(121)	(15)	21		126	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
	<b>63.763</b>	<b>10.685</b>	<b>(8.187)</b>	<b>(1.540)</b>	<b>5.095</b>	<b>(138)</b>	<b>2.284</b>	<b>71.962</b>	<b>174.027</b>	<b>102.065</b>
<b>2015</b>										
Terreni	615	1		(13)		(98)	(97)	408	423	15
Fabbricati	1.633	32	(64)	(23)	16	(602)	(196)	796	3.053	2.257
Impianti e macchinari	46.745	5.226	(8.246)	(2.253)	3.212	(6.264)	1.581	40.001	139.732	99.731
Attrezzature industriali e commerciali	590	48	(84)	(1)	14	(197)	(45)	325	1.259	934
Altri beni	458	52	(88)	(427)	17	(37)	419	394	2.104	1.710
Immobilizzazioni in corso e acconti	21.921	5.260		(1.964)	1.701	(311)	(4.736)	21.871	25.978	4.107
	<b>71.962</b>	<b>10.619</b>	<b>(8.482)</b>	<b>(4.668)</b>	<b>4.947</b>	<b>(7.509)</b>	<b>(3.074)</b>	<b>63.795</b>	<b>172.549</b>	<b>108.754</b>

Gli investimenti sono riferiti ai seguenti settori di attività:

(€ milioni)	2014	2015
<b>Investimenti:</b>		
- Exploration & Production	9.081	9.385
- Gas & Power	114	109
- Refining & Marketing	527	401
- Chimica	277	213
- Ingegneria & Costruzioni	682	550
- Corporate e Altre Attività	86	46
- Rettifiche per utili interni	(82)	(85)
	<b>10.685</b>	<b>10.619</b>

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €158 milioni (€156 milioni nel 2014) riferiti al settore Exploration & Production per €149 milioni. Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,4% e il 5,3% (il 2,7% e il 5,3% al 31 dicembre 2014).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2014:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti e macchinari	2 - 15
Attrezzature 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)	2014	2015
<b>Svalutazioni:</b>		
- Exploration & Production	695	4.341
- Gas & Power	79	153
- Refining & Marketing	234	154
- Chimica	98	
- Ingegneria & Costruzioni	420	
- Corporate e Altre Attività	14	20
	<b>1.540</b>	<b>4.668</b>
<b>Effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	134	1.673
- Gas & Power	27	38
- Refining & Marketing	69	38
- Chimica	33	
- Ingegneria & Costruzioni		
- Corporate e Altre Attività	4	2
	<b>267</b>	<b>1.751</b>
<b>Svalutazioni al netto del relativo effetto fiscale:</b>		
- Exploration & Production	561	2.668
- Gas & Power	52	115
- Refining & Marketing	165	116
- Chimica	65	
- Ingegneria & Costruzioni	420	
- Corporate e Altre Attività	10	18
	<b>1.273</b>	<b>2.917</b>

Le svalutazioni commentate nella presente sezione non comprendono quelle relative alle discontinued operations pari a €1.235 (alle quali si aggiungono €455 milioni di attività immateriali ed €279 milioni di attività per imposte anticipate per un totale di €1.969 milioni) che sono state determinate in base alle disposizioni dello IFRS 5 che prevede per i disposal group l'allineamento dei net assets al minore tra il valore di libro e il relativo fair value per le quali si rinvia alla nota n. 34 – Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali delle continuing operations, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine 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, ed interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono state 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 delle continuing operations 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. 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 del settore Refining & Marketing e 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 e clean spark spread sulla vendita di energia elettrica (differenziale tra il prezzo di vendita dell'energia e il costo del fuel gas), normalizzati 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 pari a zero (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 del piano industriale quadriennale 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 assunzioni interne relative all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, come quello registrato nella parte finale del 2015, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili. Per il piano 2016-2019, sulle cui assunzioni è stato elaborato il test di impairment del bilancio 2015, il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di dicembre 2015 e nel gennaio 2016 per il breve medio termine e la view interna in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta per il lungo termine confrontata con le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti. Considerato che nella parte finale del 2015 e a inizio 2016 gli squilibri strutturali del mercato petrolifero si sono ulteriormente aggravati a causa del persistere dell'eccesso di offerta e del rallentamento della crescita globale con ricadute sulla domanda energetica, la direzione aziendale allineandosi ad un consensus di mercato conservativo ha rivisto al ribasso per tutti gli anni di piano il riferimento Brent utilizzato per la redazione del piano strategico 2016-2019: in particolare il riferimento Brent di lungo termine è stato ridotto a \$65 [in termini reali 2019] rispetto ai \$90 utilizzati per la redazione del piano precedente e per le valutazioni del bilancio 2014 (40, 50 e 60 dollari/barile rispettivamente negli anni intermedi).

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni al netto del fattore di rischio specifico del settore Gas & Power oggetto di autonoma rilevazione pesata per l'incidenza 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 2015 il WACC adjusted post imposte di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU Oil & Gas e raffinazione è aumentato di 10 punti base rispetto al 2014 per effetto principalmente dell'aumento del beta Eni e dell'aumento dell'incidenza del costo dell'equity che riflette una struttura finanziaria e un leverage obiettivo determinati scontando l'uscita di Saipem e il rimborso dei finanziamenti intercompany. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e dalla marginale riduzione del costo del debito. I WACC adjusted 2015 evidenziano una certa dispersione rispetto al valore medio Eni di 6,5% a causa del sensibile incremento del rischio Paese in alcune aree di attività upstream. I WACC adjusted sono compresi tra il 5,5% e il 12% per i settori Exploration & Production e Refining & Marketing; 5,4% per il settore 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 2015 il settore Exploration & Production ha registrato svalutazioni per complessivi €5.139 milioni (€3.466 milioni al netto degli effetti connessi alla fiscalità differita) a causa, principalmente, della revisione dello scenario prezzi delle commodity. Le svalutazioni hanno riguardato impianti e macchinari per €2.573 milioni, proved e unproved mineral interest per €1.768 milioni e goodwill per €161 milioni, ai quali si aggiungono svalutazioni di iniziative in joint venture per €455 milioni e crediti finanziari relativi a progetti di sviluppo delle riserve di idrocarburi per €182 milioni. Considerando la tipologia di asset, le svalutazioni hanno riguardato asset acquisiti in precedenti esercizi a seguito di business combination pari a circa il 41% del totale in particolare in Algeria, in Turkmenistan e in Congo, asset in aree a elevato costo pari a circa il 30% del totale in particolare in USA, in UK, in Norvegia e in Angola, asset con revisioni negative di riserve non più economiche ai prezzi correnti pari a circa il 13% che cumula svalutazioni abbastanza diffuse di ammontare individuale non significativo, asset finanziari pari a circa il 12% e infine per circa il 3% asset in paesi a elevato rischio politico. I WACC post-tax relativi alle svalutazioni superiori a €100 milioni relative a 13 CGU sono compresi in un range 5,5%-6,8% che si ridetermina rispettivamente nell'intervallo 8,7%-23,9% pre-tax.

Le svalutazioni contabilizzate nel settore Refining & Marketing di €154 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.

Nel settore Gas & Power sono state rilevate svalutazioni di €153 milioni relative alle centrali power in relazione alla revisione dei margini attesi sulla vendita di energia elettrica e vapore all'ingrosso e l'infrastruttura GreenStream a causa dell'aumento del tasso di sconto.

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 di Eni pari a €51,7 miliardi eccedeva di circa il 3% la capitalizzazione di borsa alla stessa data e che tale divario si è ampliato nei primi mesi del 2016 in coincidenza con l'accelerazione del trend ribassista del prezzo del petrolio. Al fine di stabilire il value-in-use di 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 e Refining & Marketing si è assunto il valore di libro quale approssimazione del fair value considerata la sistematica applicazione dell'impairment test da parte di Eni, mentre i book value dei disposal group Ingegneria & Costruzioni e Chimica sono stati allineati al fair value. Il valore 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, etc.) che di norma non sono considerate nelle valutazioni di impairment. Sulla base di questa verifica che dimostra un valore recuperabile del Gruppo superiore al valore di libro dei net assets, 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 il settore oil sta registrando sui mercati finanziari a partire dai mesi finali del

2015 e dai primi mesi del 2016 in funzione della discesa del prezzo del petrolio con il riferimento Brent al di sotto dei 30 dollari/barile, minimo degli ultimi tredici anni e dell'incertezza degli operatori sulle prospettive di recupero dei fondamentali del settore come evidenziato dal contesto di grande volatilità dei mercati azionari e delle commodity.

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 in relazione ad alcuni Stati particolarmente esposti al rischio di crisi finanziarie a seguito del crollo del prezzo del petrolio e a fattori di rischio geopolitico locale. In particolare, le proprietà Oil & Gas di Eni in Libia, Egitto, Iraq, Venezuela e Nigeria sono state testate con un tasso di sconto superiore di 100 b.p. rispetto al caso base, che per i paesi considerati si attesta di per sé su valori superiori al costo del capitale Eni, 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 tenuta del valore di libro.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di €4.947 milioni sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollari USA per €5.146 milioni, sterlina inglese per €131 milioni e, in diminuzione, corone norvegesi per €344 milioni.

La riclassifica a discontinued operations e ad attività destinate alla vendita di €7.509 milioni è riferita per €7.436 milioni alle discontinued operations e per €73 milioni alle attività destinate alla vendita.

Le altre variazioni di €3.074 milioni comprendono la rilevazione iniziale e la variazione stima dei costi di abbandono e ripristino siti del settore Exploration & Production per €807 milioni e la riclassifica alle discontinued operations degli ammortamenti e delle svalutazioni 2015 riferite ai settori Ingegneria & Costruzioni e Chimica prima della loro classificazione come discontinued operations per €2.225 milioni.

Le immobilizzazioni in corso e acconti comprendono unproved mineral interest come segue:

(€ milioni)	Valore iniziale	Svalutazioni	Riclassifica a Proved Mineral Interest	Altre variazioni e differenze di cambio da conversione	Valore finale
<b>2014</b>					
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)	
	<b>2.867</b>	<b>(73)</b>	<b>(77)</b>	<b>375</b>	<b>3.092</b>
<b>2015</b>					
Congo	1.214	(201)	(127)	135	1.021
Nigeria	823			85	908
Turkmenistan	524	(411)		52	165
Algeria	373	(386)	(22)	35	
USA	123		(20)	6	109
Egitto	35		(34)	8	9
	<b>3.092</b>	<b>(998)</b>	<b>(203)</b>	<b>321</b>	<b>2.212</b>

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €11.684 milioni e €14.260 milioni rispettivamente al 31 dicembre 2014 e al 31 dicembre 2015. Il fondo svalutazione attività materiali per €3.375 milioni è stato riclassificato nelle discontinued operations.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €21 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti ricevuti.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €90 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2014).

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €26 milioni (€58 milioni al 31 dicembre 2014) e riguardano stazioni di servizio del settore Refining & Marketing per €26 milioni (€27 milioni al 31 dicembre 2014). Gli impianti di perforazione terra del settore Ingegneria & Costruzioni di €34 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2014) sono stati riclassificati alle discontinued operations.

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 37 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 37 – Garanzie, impegni e rischi – Attività in concessione.

**Attività materiali per settore di attività**

(€ milioni)	31.12.2014	31.12.2015
<b>Attività materiali lorde:</b>		
- Exploration & Production	129.331	147.553
- Gas & Power	5.985	6.169
- Refining & Marketing	17.355	17.629
- Chimica	6.070	
- Ingegneria & Costruzioni	13.657	
- Corporate e Altre Attività	2.201	1.854
- Rettifiche per utili interni	(572)	(656)
	<b>174.027</b>	<b>172.549</b>
<b>Fondo ammortamento e svalutazione:</b>		
- Exploration & Production	72.677	89.945
- Gas & Power	4.000	4.287
- Refining & Marketing	12.895	13.288
- Chimica	4.877	
- Ingegneria & Costruzioni	6.041	
- Corporate e Altre Attività	1.749	1.436
- Rettifiche per utili interni	(174)	(202)
	<b>102.065</b>	<b>108.754</b>
<b>Attività materiali nette:</b>		
- Exploration & Production	56.654	57.608
- Gas & Power	1.985	1.882
- Refining & Marketing	4.460	4.341
- Chimica	1.193	
- Ingegneria & Costruzioni	7.616	
- Corporate e Altre Attività	452	418
- Rettifiche per utili interni	(398)	(454)
	<b>71.962</b>	<b>63.795</b>

**17 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo**

Le scorte d'obbligo di €909 milioni (€1.581 milioni al 31 dicembre 2014) sono esposte al netto di un fondo svalutazione di €174 milioni (€453 milioni al 31 dicembre 2014), sono detenute da società italiane per €893 milioni (€1.566 milioni al 31 dicembre 2014) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.