

Forma e contenuto del bilancio

La società Enel SpA ha sede in Italia, a Roma, in viale Regina Margherita 137 ed è quotata, dal 1999, alla Borsa di Milano. Enel è una multinazionale dell'energia e uno dei principali operatori integrati globali nei settori dell'elettricità e del gas, con un particolare focus su Europa e America Latina.

Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 comprende i bilanci di Enel SpA e delle sue controllate, la quota di partecipazione del Gruppo in società collegate e joint venture, nonché la quota di attività, passività, costi e ricavi delle joint operation ("il Gruppo"). L'elenco delle società controllate, collegate, joint operation e joint venture incluse nell'area di consolidamento è riportato in allegato.

La pubblicazione del presente Bilancio consolidato è stata autorizzata dagli Amministratori in data 16 marzo 2017.

Il presente Bilancio è assoggettato a revisione legale da parte di EY SpA.

Base di presentazione

Il Bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2016 è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS) emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e alle interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi e interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il presente Bilancio è stato predisposto in attuazione del comma 3 dell'art. 9 del decreto legislativo n. 38 del 28 febbraio 2005.

Il Bilancio consolidato è costituito dal Conto economico con-

solidato, dal Prospetto dell'utile consolidato complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato patrimoniale consolidato, dal Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal Rendiconto finanziario consolidato, nonché dalle relative Note di commento.

Nello Stato patrimoniale consolidato la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo del Gruppo o nei 12 mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto economico consolidato è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del risultato netto delle continuing operations e di quello delle discontinued operations attribuibile agli azionisti della Capogruppo e ai terzi.

Il Rendiconto finanziario consolidato è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza del flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle discontinued operations.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci il Gruppo non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- > nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti, nonché i dividendi ricevuti dalle società in joint venture o collegate;
- > le attività di investimento/disinvestimento trovano riscontro negli investimenti in attività materiali e immateriali e nelle relative dismissioni, includono gli effetti delle business combinations in cui il Gruppo acquisisce o perde il controllo di società, nonché altri investimenti minori;
- > nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management, i dividendi pagati a terzi dalla Capogruppo o dalle società consolidate, nonché gli effetti di operazioni

su interessenze di terzi che non modificano lo status di controllo delle società interessate;

- > si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di Conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Per i commenti ai flussi di cassa del Rendiconto finanziario si rimanda alla nota ai "Flussi finanziari" della Relazione sulla gestione.

Gli schemi del Conto economico, dello Stato patrimoniale e del Rendiconto finanziario evidenziano le transazioni con parti correlate, per la cui definizione si rimanda al paragrafo successivo. Il Bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci, e delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita che sono valutate al minore tra il valore contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. La valuta utilizzata dal Gruppo per la presentazione del Bilancio consolidato è l'euro, valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA; tutti i valori sono espressi in milioni di euro, tranne quando diversamente indicato.

Il Bilancio fornisce informativa comparativa del precedente esercizio.

2

Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del Bilancio consolidato, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono aver effetto sui valori dei ricavi, dei costi, delle attività e delle passività di bilancio e sulla relativa informativa, nonché sulle attività e passività potenziali alla data di riferimento. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli

effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del Bilancio, di seguito sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Uso di stime

Rilevazione dei ricavi

I ricavi delle vendite ai clienti sono rilevati quando i rischi e benefici relativi al bene venduto o al servizio reso sono sostanzialmente trasferiti e sono valorizzati in base al fair value del corrispettivo ricevuto o ricevibile.

I ricavi delle vendite di energia elettrica e gas ai clienti al dettaglio sono rilevati al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e del gas venduti nell'esercizio ma non ancora fatturati, quale differenza tra l'energia elettrica e il gas complessivamente immessi nella rete di distribuzione e quelli complessivamente fatturati nell'esercizio, calcolata tenuto conto delle eventuali perdite di rete. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo giornaliero del cliente, fondate sul suo profilo storico, rettificato per riflettere le condizioni atmosferiche o altri fattori che possono influire sui consumi oggetto di stima.

Piani pensionistici e altre prestazioni post-pensionamento

Una parte dei dipendenti del Gruppo beneficia di piani pensionistici che offrono prestazioni previdenziali basate sulla storia retributiva e sui rispettivi anni di servizio. Alcuni dipendenti beneficiano, inoltre, della copertura di altri piani di benefici post-pensionamento.

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui

dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

Tali stime potranno differire sostanzialmente dai risultati effettivi, per effetto dell'evoluzione delle condizioni economiche e di mercato, di incrementi/riduzione dei tassi di recesso e della durata di vita dei partecipanti, oltre che di variazioni dei costi effettivi dell'assistenza sanitaria.

Tali differenze potranno avere un impatto significativo sulla quantificazione della spesa previdenziale e degli altri oneri a questa collegati.

Recuperabilità di attività non correnti

Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano la necessità. L'avviamento viene sottoposto a verifica almeno annualmente. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nella successiva Nota 20.

In particolare, il valore recuperabile di un'attività non corrente si basa sulle stime e sulle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e del tasso di attualizzazione applicato. Qualora si ritenga che il valore contabile di attività non correnti abbia subito una perdita di valore, lo stesso è svalutato fino a concorrenza del relativo valore recuperabile, stimato con riferimento al suo utilizzo e all'eventuale cessione futura, in base a quanto stabilito nel più recente piano aziendale approvato.

I fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritti più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie". Tuttavia, possibili variazioni nella stima dei fattori su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non correnti è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012

La legge 7 agosto 2012, n. 134 recante "Misure urgenti per la crescita del Paese", pubblicata nella Gazzetta Ufficiale in data 11 agosto 2012, ha profondamente innovato la disciplina delle concessioni idroelettriche, prevedendo, tra l'altro, che cinque

anni prima dello scadere di una concessione di grande derivazione per uso idroelettrico e nei casi di decadenza, rinuncia e revoca, ove non sussista un prevalente interesse pubblico a un diverso uso delle acque incompatibile con il mantenimento dell'uso a fine idroelettrico, l'amministrazione competente indica una gara, a evidenza pubblica, per l'attribuzione a titolo oneroso della concessione per un periodo di durata da 20 anni fino a un massimo di 30 anni.

Al fine di garantire la continuità gestionale, la legge di cui sopra ha altresì definito le modalità di trasferimento dal concessionario uscente al nuovo concessionario della titolarità del ramo di azienda necessario per l'esercizio della concessione, comprensivo di tutti i rapporti giuridici afferenti alla concessione stessa, dietro il riconoscimento di un corrispettivo, da determinarsi in contraddittorio tra il concessionario uscente e l'amministrazione concedente, tenuto conto dei seguenti elementi:

- > per le opere di raccolta, di regolazione e di condotte forzate e i canali di scarico, considerati gratuitamente devolvibili dal Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici (articolo 25 del regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775), sulla base del costo storico rivalutato, calcolato al netto dei contributi pubblici in conto capitale, anch'essi rivalutati, ricevuti dal concessionario per la realizzazione di tali opere, diminuito nella misura della stima dell'ordinario degrado;
- > per i beni materiali diversi dai precedenti, sulla base del valore di mercato, inteso come valore di ricostruzione a nuovo diminuito nella misura dell'ordinario degrado.

Pur riconoscendo che la nuova normativa introduce importanti novità in materia di trasferimento della titolarità del ramo di azienda relativo all'esercizio delle concessioni idroelettriche, risultano evidenti tutte le difficoltà legate all'applicazione pratica dei suddetti principi cui rimangono associate delle incertezze che non consentono di effettuare una stima affidabile del valore che potrà essere recuperato al termine delle attuali concessioni (valore residuo).

Pertanto, il management ha ritenuto di non poter procedere a una stima del valore residuo.

Dato che la norma in oggetto impone comunque al concessionario subentrante di riconoscere un corrispettivo al concessionario uscente, il management ha riconsiderato il periodo di ammortamento dei beni definiti come gratuitamente devolvibili prima della legge n. 134/2012 (fino all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2011, stante la loro gratuita devolvibilità, il periodo di ammortamento era commisurato al termine più ravvicinato fra quello della concessione o della vita utile del singolo bene), commisurandolo non più alla durata della concessione ma, se

più ampia, alla vita economico tecnica del singolo bene. Quando si renderanno disponibili elementi ulteriori per effettuare una stima affidabile del valore residuo, si procederà alla modifica prospettica dei valori contabili delle attività coinvolte.

Determinazione del fair value di strumenti finanziari

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato sulla base di prezzi direttamente osservabili sul mercato, ove disponibili, o, per gli strumenti finanziari non quotati utilizzando specifiche tecniche di valutazione (principalmente basate sul present value) che massimizzano input osservabili sul mercato. Nelle rare circostanze ove ciò non fosse possibile, gli input sono stimati dal management tenendo conto delle caratteristiche degli strumenti oggetto di valutazione.

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, il Gruppo include la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del fair value degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla Nota 45. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti.

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2016 il Bilancio consolidato comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali utilizzabili in esercizi successivi e a componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui recupero negli esercizi futuri è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte anticipate è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

Significativi giudizi del management sono richiesti per determinare l'ammontare delle imposte anticipate che possono essere rilevate in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri nonché alle future strategie di pianificazione fiscale e alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. Tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che il Gruppo non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle imposte anticipate rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

Il Gruppo Enel è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi alla produzione, al trasporto e alla distribuzione di energia elettrica. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole. Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Obbligazioni connesse agli impianti di generazione, ivi incluse quelle per smantellamento e ripristino siti

L'esercizio dell'attività di generazione può comportare obbligazioni da parte dell'esercente con riferimento ad attività e interventi futuri che dovranno essere sostenuti alla conclusione del periodo di funzionamento della centrale o dell'impianto.

Tali interventi possono afferire alle attività di smantellamento degli impianti e al ripristino *in bonis* dei siti sui quali essi insistono ovvero a obbligazioni di natura diversa, le quali discendono naturalmente dalla tecnologia di generazione adottata. La natura di tali obbligazioni incide fortemente anche sul trattamento contabile a cui le stesse vengono assoggettate. Nel caso degli impianti nucleari, dove tali oneri attengono sia ad attività di smantellamento sia allo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, la stima dei costi futuri rappresenta un processo critico in considerazione del fatto che si tratta di costi che verranno sostenuti in un arco temporale molto lungo, stimabile fino a 100 anni.

L'obbligazione, basata su ipotesi finanziarie e ingegneristiche, è calcolata attualizzando i futuri flussi di cassa attesi che il Gruppo ritiene di dover pagare a fronte delle diverse obbligazioni assunte.

Il tasso di sconto impiegato per l'attualizzazione della passività è quello cosiddetto "privo di rischio", al lordo delle imposte (risk free rate), e si basa sui parametri economici del Paese dove l'impianto è dislocato.

Tale passività è quantificata dal management sulla base della tecnologia esistente alla data di valutazione ed è rivista, ogni anno, tenendo conto dello sviluppo nelle tecniche di stoccaggio, smantellamento e ripristino, nonché della continua evoluzione delle leggi esistenti in materia di protezione della salute e della tutela ambientale.

Successivamente il valore dell'obbligazione è adeguato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima.

Altro

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha riguardato il processo di valutazione del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte con operazioni di aggregazioni aziendali. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nel commento ai principi contabili adottati.

Giudizi del management

Identificazione delle Cash Generating Unit (CGU)

In applicazione delle disposizioni dello "IAS 36 - Riduzione di valore delle attività", l'avviamento iscritto nel Bilancio consolidato del Gruppo, in virtù di operazioni di aggregazione aziendale, è stato allocato a singole CGU o a gruppi di CGU, che si prevede beneficeranno dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento, ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente indipendenti e ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del cosiddetto "business model" adottato, per una più ampia descrizione del quale, si rimanda alle successive Note 4 e 5, nonché a quanto riportato nella Relazione sulla gestione con riferimento ai "Risultati economici per area di attività".

Le CGU identificate dal management e alle quali è stato allocato l'avviamento iscritto nel presente Bilancio consolidato sono riportate nel paragrafo relativo alle attività immateriali, cui si rimanda.

Il numero e il perimetro delle CGU sono sistematicamente aggiornati per riflettere gli effetti di nuove operazioni di aggregazione e riorganizzazione realizzate dal Gruppo, nonché per tener conto di quei fattori esterni che potrebbero influire sulla capacità di generare flussi finanziari autonomi da parte di gruppi di asset aziendali.

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 10, il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto, o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del potere sulla partecipata, di influenzarne i relativi rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della

partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

L'esistenza del controllo non dipende esclusivamente dal possesso della maggioranza dei diritti di voto, ma dai diritti sostanziali dell'investitore sulla partecipata. Conseguentemente, è richiesto il giudizio del management per valutare specifiche situazioni che determinino diritti sostanziali che attribuiscono al Gruppo il potere di dirigere le attività rilevanti della partecipata in modo da influenzarne i rendimenti.

Ai fini dell'assessment sul requisito del controllo, il management analizza tutti i fatti e le circostanze, inclusi gli accordi con gli altri investitori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali e dai diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari ecc.). Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti simili, della partecipata.

A seguito dell'analisi circa l'esistenza del requisito del controllo, effettuata già in esercizi precedenti in applicazione del previgente IAS 27, il Gruppo aveva consolidato integralmente talune società (Emgesa e Codensa), pur non detenendone la maggioranza dei diritti di voto. Tale approccio è stato riconfermato anche a seguito dell'assessment svolto in applicazione dell'IFRS 10 e basato sull'esistenza dei requisiti sopra descritti, come indicato nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti del Gruppo Enel al 31 dicembre 2016", cui si rimanda.

Il Gruppo riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una partecipata quando i fatti e le circostanze indichino che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica della sua esistenza.

Si segnala, infine, come nella valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo non siano state riscontrate situazioni di controllo *de facto*.

Valutazione dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di accordo congiunto

Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, un accordo congiunto è un accordo del quale due o più parti detengono il controllo congiunto.

Si ha il controllo congiunto quando per le decisioni relative alle attività rilevanti dell'accordo congiunto è richiesto il consenso unanime o almeno di due parti dell'accordo stesso.

Un accordo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. 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. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo

congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.

Ai fini di determinare l'esistenza del controllo congiunto e il tipo di accordo congiunto, è richiesto il giudizio del management, che deve valutare i diritti e gli obblighi derivanti dall'accordo. A tal fine il management considera la struttura e la forma legale dell'accordo, i termini concordati tra le parti nell'accordo contrattuale e, quando rilevanti, altri fatti e circostanze.

A seguito di tale analisi il Gruppo ha considerato come joint operation gli accordi per la partecipazione in Asociación Nuclear Ascó-Vandellós II.

Il Gruppo riesamina l'esistenza del controllo congiunto quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi precedentemente considerati per la verifica dell'esistenza del controllo congiunto e del tipo di controllo congiunto.

Valutazione dell'esistenza dell'influenza notevole su una società collegata

Le partecipazioni in imprese collegate sono quelle in cui la società esercita un'influenza notevole, ossia quelle in cui si ha il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto. In linea generale, si presume che il Gruppo abbia un'influenza notevole quando lo stesso detiene una partecipazione di almeno il 20% sul capitale della partecipata.

Al fine di determinare l'esistenza dell'influenza notevole è richiesto il giudizio del management che deve valutare tutti i fatti e le circostanze.

Il Gruppo riesamina l'esistenza dell'influenza notevole quando i fatti e le circostanze indicano che c'è stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza di tale influenza notevole.

Applicazione dell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" alle concessioni

L'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione" si applica ai servizi in concessione "public-to-private", i quali possono essere definiti come dei contratti in cui il concedente trasferisce a un concessionario il diritto a prestare servizi che danno accesso alle principali facility pubbliche per un determinato periodo di tempo previa gestione dell'infrastruttura utilizzata per fornire tali servizi pubblici.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "public-to-private" se il concedente:

> controlla o regola quali servizi il concessionario

deve fornire con l'infrastruttura, a chi li deve fornire e a quale prezzo; e

> controlla, tramite la proprietà o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per il Gruppo, il management ha provveduto a effettuare un'attenta analisi delle concessioni esistenti.

Sulla base di tali analisi, le disposizioni dell'IFRIC 12 sono risultate applicabili ad alcune infrastrutture di talune società della Region America Latina operanti in Brasile (essenzialmente Ampla e Coelce).

Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel SpA il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari, controllano, sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel SpA e quelle nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole. Nella definizione di parti correlate rientrano, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefici post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i Fondi pensione Fopen e Fondenel), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. I dirigenti con responsabilità strategiche sono coloro che hanno il potere e la responsabilità, diretta o indiretta, della pianificazione, della direzione, del controllo delle attività della Società e comprendono i relativi Amministratori.

Società controllate

Il controllo è ottenuto quando il Gruppo è esposto o ha diritto ai rendimenti variabili derivanti dal rapporto con la partecipata e ha la capacità, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla partecipata, di influenzarne i rendimenti. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

I valori delle società controllate sono consolidati integralmente linea per linea nei conti consolidati a partire dalla data in cui il Gruppo ne acquisisce il controllo e sino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Procedure di consolidamento

I bilanci delle società partecipate utilizzati ai fini della pre-

disposizione del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2016 sono elaborati in accordo con i principi contabili adottati dalla Capogruppo.

Se una società controllata utilizza principi contabili diversi da quelli adottati nel Bilancio consolidato per operazioni e fatti simili in circostanze simili, al fine del consolidamento il bilancio di tale società viene opportunamente rettificato per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo.

Le attività, le passività, i ricavi e i costi di società controllate acquisite o dismesse durante l'esercizio sono inclusi o esclusi dal Bilancio consolidato rispettivamente dalla data in cui il Gruppo ottiene o perde il controllo dell'impresa controllata.

Il risultato dell'esercizio e le altre componenti di Conto economico complessivo sono attribuiti agli azionisti della Capogruppo e ai terzi anche se i risultati attribuiti a questi ultimi presentano una perdita.

Le attività, le passività, gli elementi del patrimonio netto, gli utili, le perdite e i flussi di cassa relativi a transazioni infragruppo sono completamente eliminati.

Le variazioni nella quota di possesso in partecipazioni in imprese controllate che non implicano la perdita del controllo sono rilevate come operazioni sul capitale rettificando la quota attribuibile agli azionisti della Capogruppo e quella ai terzi per riflettere la variazione della quota di possesso. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato o incassato e la corrispondente frazione di patrimonio netto acquisito o venduto viene rilevata direttamente nel patrimonio netto consolidato. Quando il Gruppo perde il controllo, l'eventuale partecipazione residua nella società precedentemente controllata viene rimisurata al fair value (con contropartita il Conto economico) alla data in cui si perde il controllo. Inoltre, la quota delle OCI riferita alla controllata di cui si perde il controllo è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente smesso le relative attività o passività.

Partecipazioni in società collegate e joint arrangement

Per joint venture (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui il Gruppo detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette delle stesse. Per controllo congiunto si intende la condivisione del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando per le decisioni riguardanti le attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Per società collegate si intendono le società su cui il Gruppo esercita un'influenza notevole. L'influenza notevole è il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanzia-

rie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate e le joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto (equity method). Con l'applicazione di tale metodo, tali partecipazioni sono rilevate inizialmente al costo allocando nel valore contabile delle stesse l'eventuale avviamento emergente dalla differenza tra il costo della partecipazione e la quota di interessenza del Gruppo nel fair value netto delle attività e delle passività alla data di acquisizione; tale avviamento non viene sottoposto separatamente a verifica per riduzione di valore. Successivamente, il costo della partecipazione è rettificato per rilevare la quota di pertinenza del Gruppo dell'utile (perdita) complessivo della collegata o joint venture, realizzato a partire dalla data di acquisizione. Le componenti di Conto economico complessivo relative a tali partecipazioni sono presentate come specifiche voci delle altre componenti di Conto economico complessivo del Gruppo.

I dividendi ricevuti da partecipazioni in imprese collegate e joint venture sono contabilizzati a rettifica del valore contabile della partecipazione.

Gli utili e le perdite derivanti da transazioni tra il Gruppo e una società collegata o joint venture sono rilevati nel Bilancio consolidato soltanto limitatamente alla quota d'interessenza di terzi nella collegata o nella joint venture.

I bilanci delle società collegate e delle joint venture sono presentati per lo stesso periodo contabile del Gruppo, apportando, se necessario, le eventuali rettifiche per garantire la conformità ai principi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se è necessario rilevare un impairment relativo alla partecipazione nella collegata o joint venture. Se vi sono indicazioni che la partecipazione ha subito una perdita di valore, il Gruppo determina l'ammontare dell'impairment quale differenza tra il valore recuperabile e il valore contabile della partecipazione stessa.

Nel caso della joint venture Slovak Power Holding, la valutazione di eventuali perdite di valore è effettuata determinando il valore recuperabile dell'investimento attraverso l'applicazione della formula di prezzo definita nell'accordo di cessione della partecipazione nel 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne da parte di Enel Produzione a EP Slovakia, il quale si basa su vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

Quando un'interessenza partecipativa cessa di essere una

collegata o una joint venture, il Gruppo rileva l'eventuale partecipazione residua nella società al fair value (con contropartita il Conto economico); la quota delle OCI riferita alla collegata o joint venture è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività.

In caso di cessione di una quota di partecipazione che non implica la perdita di influenza notevole o del controllo congiunto, il Gruppo continua ad applicare il metodo del patrimonio netto e la quota degli utili e delle perdite precedentemente rilevati a patrimonio netto nell'ambito delle OCI relativa a tale riduzione è trattata contabilmente come se il Gruppo avesse direttamente dismesso le relative attività o passività. Quando una quota di una partecipazione in imprese collegate o joint venture soddisfa le condizioni per essere classificata come detenuta per la vendita, la parte residua di tale partecipazione che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Per joint operation (attività a controllo congiunto) si intende un accordo in base al quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo. Per ogni joint operation il Gruppo rileva attività, passività, costi e ricavi sulla base dei termini dell'accordo e non in base all'interessenza partecipativa detenuta.

Conversione delle poste in valuta

Le transazioni in valuta diversa dalla valuta funzionale sono rilevate al tasso di cambio in essere alla data dell'operazione. Le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono successivamente adeguate al tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite utilizzando il tasso di cambio in vigore alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al fair value sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione di tale valore. Le differenze cambio eventualmente emergenti sono riflesse nel Conto economico.

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i risultati, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta funzionale della Capogruppo Enel SpA.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle partecipate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico i cambi medi dell'esercizio se approssimano i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione della partecipazione (parziale o totale).

Aggregazioni aziendali

Le aggregazioni aziendali antecedenti al 1° gennaio 2010 e concluse entro il predetto esercizio, sono state rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2004).

In particolare, dette aggregazioni sono state rilevate utilizzando il metodo dell'acquisto (purchase method), ove il costo di acquisto è pari al fair value alla data di scambio delle attività cedute, delle passività sostenute o assunte, più i costi direttamente attribuibili all'acquisizione. Tale costo è stato allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value. L'eventuale eccedenza positiva del costo di acquisto rispetto al fair value della quota delle attività nette acquisite di pertinenza del Gruppo è stata contabilizzata come avviamento o, se negativa, rilevata a Conto economico. Il valore dell'interessenza di terzi è stato determinato in proporzione alla quota di partecipazione detenuta dai terzi nelle attività nette. Nelle aggregazioni aziendali realizzate in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo, le rettifiche ai fair value relative agli attivi netti precedentemente posseduti dall'acquirente sono state riflesse a patrimonio netto; l'ammontare dell'avviamento è stato determinato separatamente per ogni singola transazione sulla base del fair value delle attività nette acquisite alla data di ogni singola transazione.

Le aggregazioni aziendali successive al 1° gennaio 2010 sono rilevate in base a quanto previsto dall'IFRS 3 (2008), nel prosieguo IFRS 3 Revised.

In particolare, queste aggregazioni aziendali sono rilevate utilizzando il metodo dell'acquisizione (acquisition method), ove il costo di acquisto (corrispettivo trasferito) è pari al fair value, alla data di acquisizione, delle attività cedute, delle

passività sostenute o assunte, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il costo di acquisto include il fair value delle eventuali attività e passività per corrispettivi potenziali.

I costi direttamente attribuibili all'acquisizione sono rilevati a Conto economico.

Il costo di acquisto è allocato rilevando le attività, le passività e le passività potenziali identificabili dell'acquisita ai relativi fair value alla data di acquisizione. L'eventuale eccedenza positiva tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza, rispetto al valore netto degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value, è rilevata come avviamento ovvero, se negativa, a Conto economico.

Il valore delle interessenze di terzi è determinato in proporzione alle quote di partecipazione detenute dai terzi nelle attività nette identificabili dell'acquisita, ovvero al loro fair value alla data di acquisizione.

Qualora l'aggregazione aziendale fosse realizzata in più fasi, al momento dell'acquisizione del controllo le quote partecipative detenute precedentemente sono rimisurate al fair value e l'eventuale differenza (positiva o negativa) è rilevata a Conto economico.

L'eventuale corrispettivo potenziale è rilevato al fair value alla data di acquisizione. Le variazioni successive del fair value del corrispettivo potenziale, classificato come strumento finanziario ai sensi dello IAS 39, sono rilevate a Conto economico. I corrispettivi potenziali che non rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 39 sono valutati in base allo specifico IFRS/IAS di riferimento. I corrispettivi potenziali che sono classificati come strumento di capitale non sono rimisurati, e, conseguentemente il regolamento è contabilizzato nell'ambito del patrimonio netto.

Nel caso in cui i fair value delle attività, delle passività e delle passività potenziali possano determinarsi solo provvisoriamente, l'aggregazione aziendale è rilevata utilizzando tali valori provvisori. Le eventuali rettifiche, derivanti dal completamento del processo di valutazione, sono rilevate entro 12 mesi a partire dalla data di acquisizione, rideterminando i dati comparativi.

Misurazione del fair value

Per tutte le valutazioni al fair value e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, il Gruppo applica l'IFRS 13.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il tra-

sferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La valutazione al fair value suppone che l'operazione di vendita dell'attività o di trasferimento della passività abbia luogo nel mercato principale, ossia nel mercato in cui ha luogo il maggior volume e livello di transazioni per l'attività o la passività. In assenza di un mercato principale, si suppone che la transazione abbia luogo nel mercato più vantaggioso al quale il Gruppo ha accesso, vale a dire il mercato suscettibile di massimizzare i risultati della transazione di vendita dell'attività o di minimizzare l'ammontare da pagare per trasferire la passività.

Il fair value di un'attività o di una passività è determinato considerando le assunzioni che i partecipanti al mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. I partecipanti al mercato, sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di entrare in una transazione per l'attività o la passività e motivati ma non obbligati o diversamente indotti a perfezionare la transazione.

Nella misurazione del fair value il Gruppo tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- > per le attività non finanziarie considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato capace di impiegarlo nel suo massimo e miglior utilizzo;
- > per le passività e gli strumenti rappresentativi di capitale proprio, il fair value include l'effetto del cosiddetto "non-performance risk", ossia il rischio che il Gruppo non sia in grado di adempiere alle proprie obbligazioni;
- > nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del fair value su base netta.

Nella misurazione del fair value delle attività e delle passività, il Gruppo utilizza tecniche di valutazione adeguate alle circostanze e per le quali sono disponibili dati sufficienti per valutare il fair value stesso, massimizzando l'utilizzo di input osservabili e riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per ri-

duzione di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione per l'uso per cui è stato acquistato.

Il costo è inoltre incrementato, in presenza di obbligazioni legali o implicite, del valore attuale del costo stimato per lo smantellamento del bene e/o bonifica del sito su cui insiste. La corrispondente passività è rilevata in un fondo del passivo nell'ambito dei fondi per rischi e oneri. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione sono indicati nel paragrafo "Fondi rischi e oneri".

Gli immobili, impianti e macchinari trasferiti dai clienti a fronte della prestazione di servizi di connessione alla rete elettrica e/o della fornitura continuativa e duratura di energia elettrica sono rilevati al fair value alla data del trasferimento. Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo di tempo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (c.d. "qualifying asset"), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione agli IFRS-EU o in periodi precedenti, sono stati rilevati sulla base del fair value, considerato come valore sostitutivo del costo (deemed cost) alla data di rivalutazione.

Qualora parti significative di singoli immobili, impianti e macchinari abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate e ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati a incremento del valore contabile dell'elemento cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscono al Gruppo e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso, sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

Fabbricati civili	20-70 anni
Fabbricati e opere civili inclusi in impianti	20-85 anni
Centrali idroelettriche:	
- condotte forzate	20-75 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	24-40 anni
- altre opere idrauliche fisse	25-100 anni
Centrali termoelettriche:	
- caldaie e componenti ausiliari	19-46 anni
- componenti turbogas	10-40 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	10-45 anni
- altre opere idrauliche fisse	10-66 anni
Centrali nucleari	60 anni
Centrali geotermoelettriche:	
- torri refrigeranti	10-20 anni
- turbine e generatori	20-30 anni
- parti turbina a contatto con il fluido	10-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	20-22 anni
Impianti di produzione da fonte eolica:	
- torri	20-25 anni
- turbine e generatori	20-25 anni
- macchinario meccanico ed elettrico	15-25 anni
Impianti di produzione da fonte solare:	
- macchinario meccanico ed elettrico	15-40 anni
Impianti di illuminazione pubblica e artistica:	
- impianti di illuminazione pubblica	18-25 anni
- impianti di illuminazione artistica	20-25 anni
Linee di trasporto	20-50 anni
Stazioni di trasformazione	10-60 anni
Impianti di distribuzione:	
- linee di alta tensione	30-50 anni
- cabine primarie	10-60 anni
- reti di media e bassa tensione	23-50 anni
Contatori:	
- contatori elettromeccanici	2-27 anni
- gruppi di misura bilancio energia	2-35 anni
- contatori elettronici	10-20 anni

La vita utile delle migliorie su beni di terzi è determinata sulla base della durata del contratto di locazione o, se inferiore, della durata dei benefici derivanti dalla miglioria stessa.

I terreni non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come dif-

ferenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Beni gratuitamente devolvibili

Gli impianti del Gruppo includono beni gratuitamente devolvibili asserviti alle concessioni prevalentemente riferibili alle grandi derivazioni di acque e alle aree demaniali destinate all'esercizio degli impianti di produzione termoelettrica. Per quanto riguarda l'Italia, le concessioni hanno una scadenza che si estende dal 2020 al 2040.

Nel contesto regolatorio italiano vigente fino al 2011, alle date di scadenza delle concessioni, salvo loro rinnovo, tutte le opere di raccolta e di regolazione, le condotte forzate, i canali di scarico e gli impianti che insistono su aree demaniali, avrebbero dovuto essere devoluti gratuitamente allo Stato, in condizione di regolare funzionamento. Conseguentemente, gli ammortamenti dei beni gratuitamente devolvibili risultavano commisurati sulla base della minore tra la durata della concessione e la vita utile residua del bene.

A seguito delle modifiche normative introdotte con la legge n. 134 del 7 agosto 2012, i beni precedentemente qualificati come "gratuitamente devolvibili" asserviti alle concessioni di derivazione d'acqua a uso idroelettrico sono ora considerati alla stregua delle altre categorie di "Immobili, impianti e macchinari", e pertanto, ammortizzati lungo la vita economico-tecnica (laddove questa ecceda la scadenza della concessione), come già illustrato in sede di commento del precedente punto "Valore ammortizzabile di alcuni elementi degli impianti della filiera idroelettrica italiana a seguito della legge n. 134/2012", cui si rimanda per maggiori dettagli.

In accordo con le leggi n. 29/1985 e n. 46/1999, anche le centrali idroelettriche in territorio spagnolo operano in regime di concessione amministrativa, al termine della quale gli impianti verranno riconsegnati allo Stato in condizione di regolare funzionamento. La scadenza di tali concessioni si estende fino al 2067.

Talune società operanti nella generazione in Argentina, Brasile e Messico sono titolari di concessioni amministrative le cui condizioni risultano analoghe a quelle applicabili in base al regime concessorio spagnolo. La scadenza di tali concessioni si estende dal 2017 al 2088.

Infrastrutture asservite alla concessione

Per quanto riguarda la distribuzione di energia elettrica, il Gruppo è concessionario in Italia di tale servizio. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Qualora, alla sca-

denza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi. Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

Il Gruppo Enel opera altresì in regime di concessione amministrativa nella distribuzione di energia elettrica in altri Paesi (tra cui Spagna e Romania); tali concessioni garantiscono il diritto a costruire e gestire le reti di distribuzione per un orizzonte temporale indefinito.

Infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"

Nell'ambito di un accordo per servizi in concessione "public-to-private" rientrante nell'ambito di applicazione dell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione", il concessionario ("operator") presta un servizio e, in accordo con i termini contrattuali, ha il compito di realizzare o migliorare l'infrastruttura utilizzata per la fornitura del servizio di carattere pubblico gestendo e mantenendo l'infrastruttura per il periodo della concessione.

Il Gruppo, in qualità di concessionario, non rileva le infrastrutture rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 tra gli "Immobili, impianti e macchinari"; i ricavi e i costi relativi alla realizzazione o al miglioramento dell'infrastruttura sono rilevati secondo quanto descritto nel successivo paragrafo "Lavori su ordinazione". In particolare, secondo le caratteristiche dell'accordo per servizi in concessione, il Gruppo rileva, al fair value, il corrispettivo che ha ricevuto o riceverà per la realizzazione o il miglioramento dell'infrastruttura nell'ambito delle:

- > attività finanziarie, se il concessionario ha un diritto contrattuale incondizionato a ricevere disponibilità liquide o un'altra attività finanziaria dal concedente (o da terzi, in base alle direttive del concedente) e quest'ultimo non ha la possibilità di evitarne il pagamento. In questo caso il concedente è impegnato contrattualmente a pagare al concessionario importi specificati o determinabili, ovvero la differenza tra gli importi ricevuti dagli utenti del servizio

pubblico e gli importi specificati o determinabili (stabiliti dall'accordo) e tali pagamenti sono indipendenti dall'utilizzo dell'infrastruttura; e/o

> attività immateriali, se il concessionario ottiene il diritto (licenza) di far pagare gli utenti del servizio pubblico. In questo caso, il concessionario non vanta un diritto incondizionato a ricevere disponibilità liquide in quanto gli importi dipendono dalla misura in cui gli utenti utilizzano il servizio.

Se il Gruppo, in qualità di concessionario, vanta un diritto contrattuale a ricevere un'attività immateriale (il diritto a far pagare gli utenti del servizio pubblico), gli oneri finanziari riconducibili all'accordo sono capitalizzabili secondo le modalità descritte nel paragrafo "Immobili, impianti e macchinari". Durante la fase operativa dell'accordo, il Gruppo rileva i corrispettivi per i servizi operativi secondo le modalità descritte nel paragrafo "Ricavi".

Leasing

Il Gruppo detiene beni materiali utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Tali contratti sono analizzati alla luce del contesto e degli indicatori previsti dallo IAS 17 al fine di determinare se essi costituiscono leasing operativi o leasing finanziari.

Un leasing finanziario è definito come un leasing che sostanzialmente trasferisce al locatario tutti i rischi e i benefici legati alla proprietà del relativo bene. Tutti i leasing che non si configurano come leasing finanziari sono classificati come leasing operativi.

In sede di rilevazione iniziale i beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario sono rilevati tra gli immobili, impianti e macchinari e una corrispondente passività è rilevata tra i finanziamenti a lungo termine. Alla data di inizio della decorrenza del contratto, i beni detenuti in leasing finanziario sono rilevati al loro fair value o, se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'eventuale importo da corrispondere al locatore per l'esercizio dell'opzione di acquisto. Tali beni sono ammortizzati in base alla loro vita utile stimata; nel caso in cui non esista la ragionevole certezza che il Gruppo ne acquisti la proprietà al termine del leasing, detti beni sono ammortizzati lungo un arco temporale pari alla minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata del bene stesso.

I pagamenti effettuati per un leasing operativo sono rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto.

Pur non essendo formalmente qualificabili come accordi di leasing, alcune tipologie contrattuali sono considerate come

tali se il loro adempimento è dipendente dall'utilizzo di una o più attività specifiche e se tali contratti conferiscono il diritto a utilizzare tali attività.

Investimenti immobiliari

Gli investimenti immobiliari rappresentano proprietà immobiliari del Gruppo possedute al fine di conseguire canoni di locazione e/o per l'apprezzamento del capitale investito, piuttosto che per l'impiego nel ciclo produttivo o nella fornitura di beni/servizi.

Sono rilevati al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata.

Gli investimenti immobiliari, a eccezione dei terreni, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata dei beni.

Le perdite di valore sono determinate secondo i criteri successivamente illustrati.

L'analisi dettagliata del fair value degli investimenti immobiliari è illustrata nella Nota 45 "Attività misurate al fair value". Gli investimenti immobiliari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro uso o dalla loro dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dei beni eliminati.

Attività immateriali

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri. Esse sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Il costo è comprensivo degli oneri accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività disponibili per l'uso.

I costi di sviluppo interno sono rilevati come attività immateriale quando il Gruppo è ragionevolmente sicuro circa la fattibilità tecnica di completare l'attività immateriale, che ha intenzione di completare l'attività per usarla o venderla e che l'attività genererà benefici economici futuri.

I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.

Le attività immateriali aventi vita utile definita, sono espresse al netto del fondo ammortamento e delle eventuali perdite di valore accumulate.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile all'uso; conseguentemente, le attività immateriale non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le attività immateriali del Gruppo sono a vita utile definita a eccezione di alcune concessioni e dell'avviamento.

Le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono assoggettate ad ammortamento sistematico ma sottoposte a verifica almeno annuale di recuperabilità (impairment test).

La vita utile indefinita deve essere rivista annualmente per determinare se la stessa può continuare a essere supportata. In caso contrario, il cambiamento nella determinazione della vita utile da indefinita a definita è rilevato come un cambiamento di stima contabile.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale relativo utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, qualora esista, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte tra generate internamente o acquistate, è la seguente:

Costi di sviluppo:	
- generati internamente	3-5 anni
- acquisiti	3-5 anni
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo opere dell'ingegno:	
- generati internamente	5 anni
- acquisiti	3-25 anni
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili:	
- generati internamente	-
- acquisiti	2-60 anni
Altre attività immateriali:	
- generate internamente	2-5 anni
- acquisite	3-40 anni

Avviamento

L'avviamento emergente dall'acquisizione di società controllate, rappresenta l'eccedenza tra il corrispettivo trasferito, valutato al fair value alla data di acquisizione, e l'importo di qualsiasi partecipazione di minoranza rispetto al valore netto

degli importi delle attività e passività identificabili nell'acquisita stessa valutate al fair value. Dopo l'iniziale iscrizione, l'avviamento non è assoggettato ad ammortamento, ma sottoposto a verifica almeno annuale di recuperabilità secondo le modalità descritte nella successiva nota "Impairment delle attività non finanziarie". Ai fini dell'impairment test, l'avviamento è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna cash generating unit identificata.

L'avviamento relativo a partecipazioni in società collegate e a joint venture è incluso nel valore di carico di tali attività.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, le attività non finanziarie sono analizzate al fine di verificare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore. Qualora esistano, si procede, per ogni attività interessata, alla stima del relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

Nel determinare il valore recuperabile degli immobili, impianti e macchinari, degli investimenti immobiliari, delle attività immateriali e dell'avviamento, il Gruppo applica generalmente il criterio del valore d'uso.

Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri stimati per l'attività oggetto di valutazione. Nel determinare il valore d'uso, i flussi finanziari futuri attesi sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management e contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti.

Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono determinati sulla base di un tasso di crescita che non eccede il tasso di crescita media previsto per il settore e il Paese.

Per un'attività che non genera flussi finanziari ampiamente indipendenti, il valore recuperabile è determinato in relazione alla cash generating unit cui tale attività appartiene.

Qualora il valore di iscrizione dell'attività, o della relativa cash generating unit cui essa è allocata, sia superiore al suo valore recuperabile, è riconosciuta una perdita di valore rilevata a Conto economico nella voce "Ammortamenti e impairment".

Le perdite di valore di una cash generating unit sono imputate

in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento attribuito alla stessa e, quindi, a riduzione delle altre attività, in proporzione al loro valore contabile.

Se vengono meno i presupposti per una svalutazione precedentemente effettuata, il valore contabile dell'attività è ripristinato con imputazione a Conto economico, nella voce "Ammortamenti e impairment", nei limiti del valore netto di carico che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Il valore recuperabile dell'avviamento delle attività immateriali con vita utile indefinita e di quello delle attività immateriali non ancora disponibili per l'uso è sottoposto a verifica della recuperabilità del valore annualmente o più frequentemente, in presenza di indicatori che possano far ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dal Gruppo siano affette da sfavorevoli condizioni economiche ovvero operative, che ne pregiudicano la capacità di contribuire alla realizzazione di flussi di cassa, esse possono essere isolate dal resto delle attività della cash generating unit, soggette ad autonoma analisi di recuperabilità ed eventualmente svalutate.

Rimanenze

Le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al fair value con contropartita Conto economico. Il costo è determinato in base alla formula del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di realizzo si intende il prezzo di vendita stimato nel normale svolgimento delle attività al netto dei costi stimati per realizzare la vendita o, laddove applicabile, il costo di sostituzione.

Per la parte di magazzino posseduta per adempiere a vendite già concluse, il valore netto di realizzo è determinato sulla base di quanto stabilito nel relativo contratto di cessione.

Sono rilevati nelle rimanenze i certificati ambientali (certificati verdi, certificati di efficienza energetica e quote di emissioni di CO₂) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO₂, le rimanenze sono segregate tra il portafoglio destinato al trading e quello destinato alla compliance degli obblighi di emissione dei gas clima-alteranti. All'interno di quest'ultimo,

le predette quote sono preventivamente allocate in sotto-portafogli in base allo specifico anno di compliance cui sono destinate.

Nell'ambito delle rimanenze sono inoltre rilevate le giacenze di combustibile nucleare il cui utilizzo è determinato sulla base dell'energia prodotta.

I materiali e gli altri beni di consumo (comprensivi delle commodity energetiche) posseduti per essere utilizzati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione, qualora ci si attenda che il prodotto finito nel quale verranno incorporati sarà venduto a un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Lavori su ordinazione

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione può essere stimato con attendibilità ed è probabile che il contratto sarà redditizio, i ricavi e i costi di commessa sono rilevati in relazione allo stato di avanzamento dell'attività di commessa alla data di riferimento del bilancio. In base a tale criterio i ricavi, i costi e l'utile sono attribuiti in proporzione al lavoro completato.

Quando è probabile che i costi totali di commessa eccederanno i ricavi totali di commessa, la perdita attesa viene immediatamente rilevata come costo indipendentemente dallo stato di avanzamento della commessa.

Quando il risultato di un lavoro su ordinazione non può essere stimato con attendibilità, i ricavi di commessa sono rilevati solo nei limiti dei costi di commessa sostenuti che è probabile saranno recuperati.

Lo stato di avanzamento di una commessa è determinato, secondo il metodo cost to cost, dal rapporto tra i costi sostenuti per la commessa fino alla data di chiusura del Bilancio e la stima dei costi totali di commessa. I ricavi di commessa includono, oltre al valore iniziale di ricavi concordati nel contratto, i corrispettivi relativi a varianti, revisioni e incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e che possano essere valutati con attendibilità.

L'ammontare dovuto dai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le attività; l'ammontare dovuto ai committenti per lavori su ordinazione è presentato tra le passività.

Strumenti finanziari

Per strumenti finanziari si intende qualsiasi contratto che dia origine a un'attività finanziaria per un'entità e a una passività finanziaria o a uno strumento rappresentativo di capitale per la controparte; sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 e lo IAS 39.

Un'attività o passività finanziaria, è iscritta in bilancio quando, e solo quando, il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento (trade date).

Gli strumenti finanziari sono classificati in base allo IAS 39 come segue:

- > attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL);
- > attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM);
- > finanziamenti e crediti (L&R);
- > attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS);
- > passività finanziarie valutate al costo ammortizzato.

Attività e passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Sono classificati in tale categoria i titoli di debito e le partecipazioni in imprese diverse da quelle controllate, collegate e joint venture e fondi di investimento detenuti a scopo di negoziazione o designati al fair value a Conto economico al momento della rilevazione iniziale.

Gli strumenti finanziari al fair value rilevato a Conto economico sono attività e passività finanziarie:

- > classificate come detenute per la negoziazione in quanto acquistate o sostenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
- > designate al momento della rilevazione iniziale, ai sensi della facoltà prevista dallo IAS 39 (fair value option).

Tali strumenti sono inizialmente iscritti al relativo fair value e gli utili e le perdite successivi derivanti dalle variazioni del fair value sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie detenute sino alla scadenza

Questa categoria comprende attività finanziarie non derivate, aventi pagamenti fissi o determinabili e scadenze fisse, quotate in mercati attivi e non sono rappresentate da partecipazioni, per le quali il Gruppo ha l'intenzione e la capacità di mantenerle sino alla scadenza. Tali attività sono inizialmente iscritte al fair value, comprendendo i costi di transazione e successivamente, sono valutate al costo ammortizzato utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Finanziamenti e crediti

Questa categoria include principalmente crediti commerciali e altri crediti finanziari. Finanziamenti e crediti sono attività finanziarie non derivate con pagamenti fissi o determinabili che non sono quotate in un mercato attivo, diverse da quelle che il Gruppo intende vendere immediatamente o al breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e

da quelle che il Gruppo, al momento della rilevazione iniziale, ha designato al fair value con rilevazione a Conto economico o come disponibili per la vendita. Tali attività sono, inizialmente, rilevate al fair value, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato sulla base del tasso di interesse effettivo, senza alcuno sconto se non è materiale.

Attività disponibili per la vendita

Questa categoria include principalmente i titoli di debito quotati non classificati come detenuti fino a scadenza e le partecipazioni in altre imprese (se non classificate come "attività finanziarie al fair value con imputazione a Conto economico"). Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono attività finanziarie non derivate che sono designate come disponibili per la vendita o non sono classificate come finanziamenti e crediti, attività finanziarie detenute sino alla scadenza o attività finanziarie al fair value rilevato al Conto economico.

Tali strumenti sono valutati al fair value con la rilevazione delle variazioni del fair value in contropartita al patrimonio netto nell'ambito delle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI).

Al momento della vendita, o nel momento in cui un'attività finanziaria disponibile per la vendita, mediante successivi acquisti, diventi una partecipazione in una società controllata, gli utili e perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto, sono rilasciati a Conto economico.

Quando il fair value non può essere attendibilmente determinato, tali attività sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, tutte le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti (compresi i crediti commerciali), detenute sino alla scadenza o disponibili per la vendita, sono analizzate al fine di verificare se esiste una evidenza obiettiva che un'attività o un gruppo di attività finanziarie abbia subito una perdita di valore.

Una perdita di valore è rilevata se e solo se tale evidenza esiste come conseguenza di uno o più eventi accaduti dopo la sua rilevazione iniziale, che hanno un impatto sui flussi di cassa futuri dell'attività, che sono attendibilmente stimati. L'evidenza obiettiva di una perdita di valore include indicatori osservabili quali, per esempio:

- > la significativa difficoltà finanziaria dell'emittente o del debitore;
- > una violazione del contratto, come un inadempimento o

- mancato pagamento degli interessi o del capitale;
 - > l'evidenza che il debitore possa entrare in una procedura concorsuale o in un'altra forma di riorganizzazione finanziaria;
 - > una diminuzione sensibile dei flussi di cassa futuri stimati.
- Le perdite che si prevede derivino a seguito di eventi futuri non sono rilevate.

Per le attività finanziarie classificate come finanziamenti e crediti o detenute sino a scadenza, una volta che una perdita di valore è stata identificata, il suo valore viene misurato come differenza tra il valore contabile dell'attività e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati sulla base del tasso di interesse effettivo originario. Questo valore è rilevato a Conto economico.

Il valore contabile dei crediti commerciali viene ridotto attraverso un accantonamento al fondo svalutazione crediti.

Se l'importo di una perdita di valore rilevata in passato diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, essa è riversata a Conto economico. Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come per esempio, variazioni significative con un effetto negativo nell'ambiente tecnologico, di mercato, economico e legale.

Qualora si verifichi una diminuzione significativa o prolungata del fair value, vi è una obiettiva evidenza di riduzione di valore e, di conseguenza, la variazione negativa di fair value precedentemente rilevata nelle altre componenti di Conto economico complessivo è riclassificata dal patrimonio netto a Conto economico.

L'importo della perdita cumulata è determinato come differenza tra il costo di acquisizione e il fair value corrente, al netto di qualsiasi perdita di valore rilevata precedentemente a Conto economico. Le perdite di valore su partecipazioni disponibili per la vendita non possono essere ripristinate.

Per le partecipazioni non quotate valutate al costo in quanto il fair value non può essere attendibilmente determinato, qualora esista un'obiettiva evidenza di impairment, l'importo della perdita di valore è determinato come differenza tra il valore contabile e il valore attuale dei flussi di cassa futuri attesi, scontati al tasso corrente di interesse per attività finanziarie similari. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'impairment.

L'importo della perdita di valore di uno strumento di debito classificato come disponibile per la vendita, da riclassificare dal patrimonio netto, è pari alla variazione negativa cumulata di fair value rilevata nelle altre componenti di Conto econo-

mico complessivo (OCI). Tale ammontare è successivamente riversato a Conto economico se il fair value dello strumento di debito presenta una obiettiva variazione in aumento a seguito di un evento che si è verificato dopo la rilevazione della perdita di valore.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e che sono soggetti a un irrilevante rischio di variazione del loro valore. Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Questa categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, passività per leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono iscritte quando il Gruppo diviene parte delle clausole contrattuali dello strumento e sono valutate inizialmente al fair value rettificato dei costi di transazione direttamente attribuibili. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

Strumenti finanziari derivati

Un derivato è uno strumento finanziario o un altro contratto:

- > il cui valore cambia in relazione alle variazioni in un parametro definito "underlying", quale tasso di interesse, prezzo di un titolo o di una merce, tasso di cambio in valuta estera, indice di prezzi o di tassi, rating di un credito o altra variabile;
- > che richiede un investimento netto iniziale pari a zero, o minore di quello che sarebbe richiesto per contratti con una risposta simile ai cambiamenti delle condizioni di mercato;
- > che è regolato a una data futura.

Gli strumenti derivati sono classificati come attività o passività finanziarie a seconda del fair value positivo o negativo e sono classificati come "detenuti per la negoziazione" e valutati al fair value rilevato a Conto economico, a eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul hedge accounting, si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

Tutti i derivati detenuti per la negoziazione sono classificati come attività e passività correnti.

I derivati non detenuti per la negoziazione, ma valutati al FVTPL in quanto non si qualificano per l' hedge accounting, e i derivati designati come efficaci strumenti di copertura sono classificati come correnti o non correnti in base alla loro data di scadenza e all'intenzione del Gruppo di continuare a detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

Un derivato implicito (embedded derivative) è un derivato incluso in un contratto "combinato" (il c.d. "strumento ibrido") che contiene un altro contratto non derivato (il c.d. "contratto ospite") e origina tutti o parte dei flussi di cassa del contratto combinato.

I principali contratti del Gruppo che possono contenere derivati impliciti sono i contratti di acquisto e vendita di elementi non finanziari con clausole od opzioni che influenzano il prezzo contrattuale, il volume o la scadenza.

I contratti, che non rappresentano strumenti finanziari da valutare al fair value, sono analizzati al fine di identificare l'esistenza di derivati impliciti, che sono da scorporare e valutare al fair value. Le suddette analisi sono effettuate sia al momento in cui si entra a far parte del contratto, sia quando avviene una rinegoziazione dello stesso che comporti una modifica significativa dei flussi finanziari originari connessi. I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

- > il contratto ospite non è uno strumento finanziario valutato al fair value rilevato a Conto economico;
- > i rischi economici e le caratteristiche del derivato implicito non sono strettamente correlati a quelli del contratto ospite;
- > un contratto separato con le stesse condizioni del derivato implicito soddisferebbe la definizione di derivato.

I derivati impliciti che sono scorporati dal contratto ospite sono rilevati nel Bilancio consolidato al fair value rilevato a Conto economico (a eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come parte di una relazione di copertura).

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dal Gruppo, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 ("own use exemption") e quindi sono rilevati in base alle regole contabili di riferimento.

Tali contratti sono rilevati come derivati e, di conseguenza, al fair value rilevato a Conto economico solo se:

- > sono regolabili al netto; e
- > non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo e compravendita dal Gruppo.

Un contratto di acquisto o vendita di un elemento non finanziario è classificato come "normale contratto di compravendita" se è stato sottoscritto:

- > ai fini della consegna fisica;
- > per le normali esigenze di utilizzo e compravendita del Gruppo.

Il Gruppo analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e commodity energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dallo IAS 39 o se sono stati sottoscritti per "own use exemption".

Derecognition delle attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie sono eliminate contabilmente ogni qualvolta si verifici una delle seguenti condizioni:

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;
- > il Gruppo ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, cedendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. "pass through test");
- > il Gruppo non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha ceduto il controllo.

Le passività finanziarie sono eliminate contabilmente quando sono estinte, ossia quando l'obbligazione contrattuale è adempiuta, cancellata o prescritta.

Compensazione di attività e passività finanziarie

Il Gruppo compensa attività e passività finanziarie quando:

- > esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare i valori rilevati in bilancio; e
- > vi è l'intenzione o di compensare su base netta o di realizzare l'attività e regolare la passività simultaneamente.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per

altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento (il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di Bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

La passività è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

Se le attività a servizio del piano eccedono il valore attuale della relativa passività a benefici definiti, il surplus viene rilevato come attività (nei limiti dell'eventuale cap).

Con riferimento alle passività (attività) per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività, il rendimento delle attività a servizio del piano (al netto degli associati interessi attivi) e l'effetto del massimale di attività – asset ceiling – (al netto degli associati interessi attivi) sono rilevati nell'ambito delle altre componenti del Conto economico complessivo (OCI), quando si verificano. Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

In caso di modifica di un piano a benefici definiti o di introduzione di un nuovo piano, l'eventuale costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (past service cost) è rilevato immediatamente a Conto economico.

I dipendenti, inoltre, beneficiano di piani a contribuzione definita per i quali il Gruppo paga contributi fissi a una entità distinta (un fondo) e non avrà un'obbligazione legale o implicita a pagare ulteriori contributi se il fondo non disponesse di risorse sufficienti a pagare tutti i benefici per i dipendenti relativi all'attività lavorativa svolta nell'esercizio corrente e in quelli precedenti. Tali piani sono generalmente istituiti con lo scopo di incrementare le prestazioni pensionistiche successivamente alla fine del rapporto di lavoro. I costi relativi a tali piani sono rilevati a Conto economico sulla base della contribuzione effettuata nel periodo.

Termination benefit

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale sia per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione

di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

- > il momento in cui il Gruppo non può più ritirare l'offerta di tali benefici; e
- > il momento in cui il Gruppo rileva i costi di una ristrutturazione che rientra nell'ambito di applicazione dello IAS 37 e implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro.

Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Altrimenti, se si prevede che i benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro 12 mesi dalla data di riferimento del bilancio annuale, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario.

Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Se la passività è connessa allo smantellamento degli impianti e/o ripristino del sito in cui gli stessi insistono, il fondo è rilevato in contropartita all'attività cui si riferisce e la rilevazione dell'onere a Conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento della predetta attività materiale. Se la passività è connessa allo smaltimento e allo stoccaggio

delle scorie e di altri scarti di materiali radioattivi, il fondo è rilevato in contropartita ai costi operativi di riferimento.

Per i contratti i cui costi non discrezionali necessari per adempiere alle obbligazioni assunte sono superiori ai benefici economici che si suppone siano ottenibili dal contratto (contratti onerosi), il Gruppo rileva un accantonamento pari al minore tra il costo necessario all'adempimento e qualsiasi risarcimento o sanzione derivante dall'inadempienza del contratto. Le variazioni di stima degli accantonamenti al fondo sono riflesse nel Conto economico dell'esercizio in cui avviene la variazione, a eccezione di quelle relative ai costi previsti per smantellamento e/o ripristino che risultino da cambiamenti nei tempi e negli impieghi di risorse economiche necessarie per estinguere l'obbligazione o che risultino da variazioni del tasso di sconto. Tali variazioni sono portate a incremento o a riduzione delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate a incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto economico. Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa allo smantellamento e ripristino dei siti, e in particolare per lo smantellamento degli impianti nucleari e per lo stoccaggio delle scorie o di altri scarti di materiali radioattivi, si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

Contributi pubblici

I contributi pubblici, inclusi i contributi non monetari valutati al fair value, sono rilevati quando esiste una ragionevole certezza che saranno ricevuti e che il Gruppo rispetterà tutte le condizioni previste dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali per la loro erogazione.

Il beneficio di un finanziamento pubblico a un tasso di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore contabile iniziale e la provvista ricevuta. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un

criterio sistematico, negli esercizi in cui il Gruppo rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare. Quando il Gruppo riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

I contributi pubblici in conto impianti, inclusi quelli sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie, ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (ad esempio, immobili, impianti, macchinari o immobilizzazioni immateriali) sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e accreditati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Certificati ambientali

Alcune società del Gruppo sono interessate dalle normative nazionali relative ai certificati verdi e ai certificati di efficienza energetica (c.d. "certificati bianchi"), nonché dall'"emission trading system" istituito a livello europeo.

In Italia, dove l'incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili per il tramite di certificati verdi era presente fino allo scorso anno, a partire dal 2016 – in applicazione del Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 – il precedente meccanismo di incentivazione è stato sostituito dalla cosiddetta "feed-in premium". La rappresentazione contabile delle novità introdotte a seguito della nuova normativa determina un incremento della voce Ricavi, nella quale confluisce ora il corrispettivo per l'intera tariffa di vendita, inclusa la sua componente di incentivo, e un corrispondente decremento della voce Altri ricavi e proventi dove, fino allo scorso esercizio, confluivano i corrispettivi legati all'assegnazione dei certificati verdi sull'energia prodotta, secondo le modalità previste dagli accordi di incentivazione propri di ciascun impianto.

Negli altri Paesi, Paesi in cui il regime di incentivazione mediante certificati verdi è ancora in vigore, i certificati verdi maturati in relazione alla produzione di energia effettuata con impianti che utilizzano risorse rinnovabili e i certificati di efficienza energetica maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli altri ricavi e proventi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria, qualora i certificati non fossero ancora accreditati sul conto proprietà, ovvero le rimanenze, qualora i certificati fossero già accreditati.

Nel momento in cui i predetti certificati sono accreditati sul

conto proprietà, il relativo valore è riclassificato dalle altre attività alle rimanenze.

I ricavi derivanti dalla vendita di tali certificati sono rilevati nell'ambito dei ricavi delle vendite e delle prestazioni, con conseguente decremento delle relative rimanenze.

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati verdi, ai certificati di efficienza energetica e alle quote di emissioni di CO₂, il Gruppo applica il cosiddetto "net liability approach".

Tale trattamento contabile prevede che i certificati ambientali ricevuti gratuitamente e quelli autoprodotti nell'ambito dello svolgimento dell'attività aziendale, destinati all'adempimento della compliance, siano rilevati al valore nominale (valore nullo). Inoltre, gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli altri costi operativi, in quanto rappresentano "oneri di sistema" conseguenti all'adempimento di un obbligo normativo.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e discontinued operations

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo.

Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.

Quando il Gruppo è coinvolto in un piano di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente se il Gruppo manterrà, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

Il Gruppo applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in imprese collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in imprese collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è valutata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale.

Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico IFRS/IAS di riferimento applicabile alle specifiche attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita. Le componenti economiche di un iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) conseguentemente alla valutazione al fair value al netto dei costi di vendita e quelle relative ai ripristini di impairment sono rilevate a Conto economico nell'ambito del risultato delle continuing operations. Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se i criteri di classificazione non sono più soddisfatti, il Gruppo non classifica più le attività (o il gruppo in dismissione) come possedute per la vendita. In tale caso tali attività sono valutate al minore tra:

- > il valore contabile prima che l'attività (o gruppo in dismissione) fosse classificata come posseduta per la vendita, rettificato per tutti gli ammortamenti o ripristini di valore che sarebbero stati altrimenti rilevati se l'attività (o il gruppo in dismissione) non fosse stata classificata come posseduta per la vendita, e
- > il suo valore recuperabile calcolato alla data della successiva decisione di non vendere, che è pari al maggiore tra il suo fair value al netto dei costi di dismissione e il suo valore d'uso.

Ogni rettifica al valore contabile dell'attività non corrente che cessa di essere classificata come posseduta per la vendita è rilevata nell'ambito del risultato delle continuing operations.

Una discontinued operation è una componente di un Gruppo che è stata dismessa, o classificata come posseduta per la vendita, e

- > rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività,
- > fa parte di un unico programma coordinato di dismissione

di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività, o

- > è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

Il Gruppo espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

- > degli utili o delle perdite delle discontinued operations al netto degli effetti fiscali, e
- > della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita, o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation.

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a raffronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le attività operative cessate entro la data di riferimento dell'ultimo Bilancio presentato. Se il Gruppo cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente rappresentati in bilancio tra le discontinued operations sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operations per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dal Gruppo e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dal Gruppo, in nome e per conto proprio. Pertanto, in un rapporto di agenzia, i corrispettivi riscossi per conto terzi sono esclusi dai ricavi.

I ricavi sono valutati al fair value del corrispettivo ricevuto o ricevibile, tenendo conto del valore di eventuali sconti commerciali, resi e abbuoni concessi dal Gruppo.

Quando merci o servizi sono scambiati o barattati con merci o servizi che hanno natura e valore simili, lo scambio non è considerato come un'operazione che genera ricavi.

Per i contratti che prevedono una serie di prestazioni che generano ricavi (multiple-element arrangement), i criteri di rilevazione sono applicati alle parti separatamente identificabili di una singola operazione allo scopo di riflettere la sostanza dell'operazione stessa o congiuntamente a più operazioni nel loro complesso quando esse sono così strettamente legate che il risultato commerciale non può essere valutato senza fare riferimento alle varie operazioni come a un unico insieme.

Più in particolare, secondo la tipologia di operazione, i ricavi

sono rilevati sulla base dei criteri specifici di seguito riportati:

- > i ricavi delle vendite di beni sono rilevati quando i rischi e i benefici rilevanti della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- > i ricavi per vendita di energia elettrica e gas sono rilevati quando le commodity sono erogate ai clienti e si riferiscono ai quantitativi forniti nell'esercizio, ancorché non fatturati; sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a letture periodiche. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i relativi vincoli previsti dai provvedimenti di legge dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ("AEEGSI"), in Italia, e degli analoghi organismi esteri, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
- > i ricavi per trasporto di energia elettrica e gas sono rilevati quando i relativi servizi sono prestati ai clienti dei servizi di distribuzione, ancorché non fatturati. Tali ricavi si basano sui quantitativi effettivamente transitati lungo le relative reti di distribuzione, al netto delle perdite stimate. Laddove la specifica normativa locale lo preveda, tali ricavi sono, inoltre, adeguati per tener conto dei vincoli e delle tariffe obbligatorie stabiliti di volta in volta dall'AEEGSI, in Italia, ovvero da equivalenti organismi nazionali, all'estero. In particolare, attraverso la definizione di vincoli e tariffe obbligatorie, ciascuna autorità riconosce all'operatore della distribuzione il costo sostenuto per gli investimenti realizzati sulla rete, la relativa remunerazione in base a un tasso di ritorno del capitale ritenuto congruo e le tempistiche con le quali tali importi saranno finanziariamente riconosciuti in tariffa. Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, la quale sancisce il diritto al corrispettivo per l'operatore, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente. In tale ambito si identificano, per esempio, gli effetti della delibera AEEGSI n. 654/2015 in materia di definizione dei criteri per il nuovo periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica che saranno in vigore per il ciclo regolatorio (2016-2023);
- > i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento della prestazione alla data di chiusura del Bilancio, negli esercizi in cui i servizi sono prestati. Lo stadio di completamento della prestazione è determinato in base alla valutazione della prestazione resa come percentuale del totale dei servizi che devono essere resi o come proporzione tra i costi

sostenuti e la stima dei costi totali dell'operazione. Nel caso in cui non sia possibile determinare attendibilmente il valore dei ricavi, questi ultimi sono rilevati fino a concorrenza dei costi sostenuti che si ritiene saranno recuperati;

- > i ricavi associati ai lavori su ordinazione sono rilevati come indicato nello specifico paragrafo;
- > i ricavi per contributi di connessione alla rete di distribuzione di energia elettrica, monetari e in natura, sono rilevati in un'unica soluzione al completamento delle attività di connessione se il servizio reso è identificato. Se più di un servizio viene separatamente individuato, il fair value del corrispettivo totale ricevuto o ricevibile è ripartito per ciascun servizio, e i ricavi relativi ai servizi erogati nel periodo sono coerentemente rilevati; in particolare, se viene identificato un servizio continuativo (servizio di distribuzione di energia elettrica), il periodo per il quale devono essere rilevati i ricavi per tale servizio è generalmente determinato in base ai termini dell'accordo con il cliente, ovvero, se l'accordo non stabilisce un periodo specifico, i ricavi sono rilevati nell'arco di un periodo non superiore alla vita utile del bene trasferito dai clienti;
- > i ricavi per noleggi e leasing operativi sono rilevati per competenza in accordo con la sostanza del relativo contratto.

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- > proventi e oneri da derivati valutati al fair value rilevato a Conto economico sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio;
- > proventi e oneri da derivati di fair value hedge sul rischio di tasso di interesse;
- > proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, od, ove opportuno un periodo più breve, al valore contabile netto dell'attività o passività finanziaria.

Gli interessi attivi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici affluiranno al Gruppo e il loro ammontare possa essere attendibilmente valutato.

Gli altri proventi e oneri finanziari includono anche le variazioni di fair value di strumenti finanziari diversi dai derivati.

Imposte sul reddito

Imposte correnti sul reddito

Le imposte correnti sul reddito dell'esercizio, iscritte tra i "debiti per imposte sul reddito" al netto degli acconti versati, ovvero nella voce "crediti per imposte sul reddito" qualora il saldo netto risulti a credito, sono determinate in base alla stima del reddito imponibile e in conformità alle disposizioni in vigore.

In particolare, tali debiti e crediti sono determinati applicando le aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Le imposte correnti sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si riverserà, determinata sulla base delle aliquote fiscali previste da provvedimenti promulgati o sostanzialmente promulgati alla data di riferimento.

Una passività fiscale differita viene rilevata per tutte le differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivi dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, quando il Gruppo è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

Le attività per imposte anticipate per tutte le differenze temporanee imponibili, le perdite fiscali o crediti d'imposta non utilizzati sono rilevate quando il loro recupero è probabile, cioè quando si prevede che possano rendersi disponibili in futuro imponibili fiscali sufficienti a recuperare l'attività.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo.

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e

sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nel Conto economico, a eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico, che sono riconosciute direttamente a patrimonio netto.

Le imposte sul reddito differite e anticipate, applicate dalla medesima autorità fiscale, sono compensate se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimento del patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

3

Principi contabili di recente emanazione

Nuovi principi contabili applicati nel 2016

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2016.

- > "Modifiche allo IAS 1 - *Iniziativa di informativa*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle disclosure del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:
 - materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
 - disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di Conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di Stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre,

nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;

- struttura delle note: è stato chiarito che le entità hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, l'entità deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a Conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di Conto economico complessivo.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche allo IAS 19 - *Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti*", emesso a novembre 2013. Le modifiche hanno l'obiettivo di chiarire come rilevare i contributi versati dai dipendenti nell'ambito di un piano a benefici definiti. In particolare, i contributi correlati ai servizi resi devono essere rilevati a riduzione del service cost:

- lungo il periodo in cui i dipendenti prestano i propri servizi, se l'ammontare dei contributi dovuti varia in ragione del numero di anni di servizio; oppure
- nel periodo in cui il correlato servizio è reso, se l'ammontare dei contributi dovuti non varia in ragione del numero di anni di servizio.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche allo IAS 27 - *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*", emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle cosiddette "investment entity"; in particolare, è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit or loss secondo quanto previsto dall'IFRS 9.

Trattandosi di una modifica inerente esclusivamente al Bilancio separato, non vi sono impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche all'IFRS 10, all'IFRS 12 e allo IAS 28 - *Entità*

d'investimento: applicazione dell'eccezione di consolidamento", emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una investment entity che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al fair value), l'esenzione dalla presentazione del bilancio consolidato si estende alle controllate di una investment entity che sono a loro volta qualificate come investment entity. Inoltre, le modifiche chiariscono che una controllante che si qualifichi come investment entity deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una investment entity. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una investment entity, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al fair value applicata dalle collegate o joint venture, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche all'IFRS 11 - *Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in joint operation*", emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS a eccezione di quei principi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a Conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.
- > "Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 - *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*", emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo

a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (c.d. "revenue-based method"). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:

- l'attività immateriale è espressa come una misura dei ricavi;
- può essere dimostrato che i ricavi e il consumo dei benefici economici generati da un'attività immateriale sono altamente correlati.

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 41 - *Piante fruttifere*", emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di "piante fruttifere" (c.d. "bearer plants"), quali per esempio gli alberi da frutta, che ora rientrano nell'ambito di applicazione dello "IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari" e che conseguentemente sono soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore. I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali, per esempio, la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello "IAS 41 - Agricoltura".

L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente Bilancio consolidato.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente Bilancio consolidato. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica separa le definizioni di "performance condition" e "service condition" dalla definizione di "vesting condition" al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara;
 - "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale contingent consideration pattuita nell'ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration non rappresenta uno strumento di capitale, deve essere classificata come at-

tività/passività finanziaria (nell'ambito applicativo dello IAS 39) o come attività/passività non finanziaria. In entrambi i casi la contingent consideration è valutata al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico;

- "IFRS 8 - *Settori operativi*"; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di capire i giudizi del management circa l'aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell'attivo dei settori operativi e il totale dell'attivo del Gruppo è richiesta solo se fornita periodicamente al management;
- "IAS 16 - *Immobil, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore contabile "lordo" è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile "lordo" e il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata;
- "IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*"; la modifica chiarisce che una management entity, ossia un'entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell'ambito dell'informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre ai costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- "IAS 38 - *Attività immateriali*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore contabile "lordo" è adeguato in modo che sia coerente con la rivalutazione del valore contabile dell'attività. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato alla data di rivalutazione è calcolato come differenza tra il valore contabile "lordo" e il valore contabile dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012" ha modificato, inoltre, le Basis for Conclusion del principio "IFRS 13 - Valutazione del fair value" per chiarire che i cre-

diti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso di interesse da applicare all'importo in fattura possono essere ancora valutati senza attualizzazione, se l'effetto di tale attualizzazione non è materiale.

> "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012-2014", emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che non hanno comportato impatti nel presente Bilancio consolidato. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:

- "IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*"; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un'attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la continuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l'interruzione dell'applicazione delle previsioni dell'IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione;

- "IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; relativamente alle disclosure da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l'intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della disclosure, un contratto di servicing, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica disclosure. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le disclosure relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici;

- "IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*"; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l'obbligazione è espressa e non della valuta del Paese in cui l'obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici;

- "IAS 34 - *Bilanci intermedi*"; la modifica prevede che le disclosure richieste per le situazioni infrannuali de-

vono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per esempio la relazione degli amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio.

Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei nuovi principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia è successiva al 31 dicembre 2016.

> "IFRS 9 - *Strumenti finanziari*"; emesso, nella sua versione definitiva, il 24 luglio 2014, sostituisce l'attuale "IAS 39 - Financial Instruments: Recognition and Measurement" e supera tutte le precedenti versioni. Il principio è applicabile a partire dal 1° gennaio 2018 ed è consentita l'applicazione anticipata.

La versione finale dell'IFRS 9 ingloba i risultati delle tre fasi del progetto di sostituzione dello IAS 39 relative alla classificazione e misurazione, all'impairment e all'hedge accounting.

Relativamente alla classificazione degli strumenti finanziari, l'IFRS 9 prevede un unico approccio per tutte le tipologie di attività finanziarie, incluse quelle che contengono derivati impliciti, per cui le attività finanziarie sono classificate nella loro interezza, senza la previsione di complesse metodologie di bipartizione.

Al fine di determinare in che modo le attività finanziarie debbano essere classificate e valutate, bisogna considerare il business model per gestire l'attività finanziaria e le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali. A tal proposito, per business model si intende il modo in cui la società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa, ossia incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo l'attività finanziaria o entrambi.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un business model il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali, mentre quelle al fair value through other comprehensive income (FVTOCI) sono detenute con l'obiettivo di incassare i flussi di cassa sia contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a Conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e a OCI il fair value dell'attività finanziaria.

La categoria delle attività finanziarie al fair value through profit or loss (FVTPL) è, invece, una categoria residuale

che accoglie le attività finanziarie che non sono detenute in uno dei due business model di cui sopra, ivi incluse quelle detenute per la negoziazione e quelle gestite sulla base del relativo fair value.

Per quanto riguarda la classificazione e valutazione delle passività finanziarie, l'IFRS 9 ripropone il trattamento contabile previsto dallo IAS 39, apportando limitate modifiche, per cui la maggior parte di esse è valutata al costo ammortizzato; inoltre, è ancora consentito designare una passività finanziaria al fair value through profit or loss, in presenza di specifici requisiti.

Il principio introduce nuove previsioni per le passività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico, in base alle quali, in tali circostanze, la porzione delle variazioni di fair value dovute all'own credit risk deve essere rilevata a OCI anziché a Conto economico. È consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

Dal momento che, durante la crisi finanziaria il modello di impairment basato sulle "incurred credit losses" aveva mostrato evidenti limiti connessi al differimento della rilevazione delle perdite su crediti al momento dell'evidenza del manifestarsi di un trigger event, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses".

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l'applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse a ogni fine periodo contabile, al fine di riflettere le variazioni nel rischio di credito dello strumento finanziario;
- c) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
- d) il miglioramento delle disclosure sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, con l'obiettivo di allineare le risultanze contabili alle attività di risk management e di stabilire un approccio più principle-based.

Il nuovo approccio di hedge accounting consentirà alle società di riflettere le attività di risk management in bilancio estendendo i criteri di eligibilità in qualità di hedged item alle componenti di rischio di elementi non finanziari, alle posizioni nette, ai layer component e alle esposizioni aggre-

gate (i.e. una combinazione di un'esposizione non derivata e di un derivato). In relazione agli strumenti di copertura, le modifiche più significative rispetto al modello di hedge accounting proposto dallo IAS 39 riguardano la possibilità di differire il time value di un'opzione, la componente forward di un contratto forward e i currency basis spread (i.e. "costi di hedging") nell'OCI fino al momento in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico. L'IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di risk management rimangano invariati.

Infine, l'IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio fair value hedge accounting in relazione al rischio di tasso di interesse ("macro hedge accounting") in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*.

Nel corso dell'esercizio 2016 è stato avviato uno specifico progetto di transizione con riferimento ai tre ambiti di applicazione del nuovo principio. In particolare, relativamente a ciascuno stream progettuale si evidenzia quanto segue:

- a) "Classification and Measurement": sono in corso di svolgimento le attività di verifica dell'attuale modalità di classificazione degli strumenti finanziari rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (i.e. SPPI test e business model). Peraltro, sono in corso di analisi i contratti che potrebbero essere oggetto di valutazione al fair value in quanto i flussi di cassa contrattuali potrebbero non essere rappresentati esclusivamente dal pagamento di capitale e interessi, nonché le partecipazioni di minoranza in società non quotate per le quali, in base allo IAS 39, si applica l'esenzione del costo e che dovrebbero essere valutate al fair value in base all'IFRS 9, al fine di individuare gli opportuni modelli di valutazione;
- b) "Impairment": è in corso di svolgimento l'analisi delle attività finanziarie in portafoglio oggetto di impairment con particolare riferimento ai crediti commerciali rappresentativi della maggior parte dell'esposizione creditizia del Gruppo. In particolare, tali crediti sono stati suddivisi in specifici cluster, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento e, a seconda dei casi, si stanno analizzando gli opportuni

modelli di impairment in applicazione dell'approccio semplificato (loss rate approach) o del modello generale delle expected credit losses;

- c) "Hedge Accounting": sono attualmente in corso le attività volte a implementare il nuovo modello di hedge accounting in termini sia di test di efficacia e ribilanciamento delle relazioni di copertura, sia di analisi delle nuove strategie applicabili in base all'IFRS 9.

Rispetto ai possibili impatti derivanti dall'applicazione del nuovo principio si specifica che, nell'attuale stato di analisi, gli stessi non risultano ancora ragionevolmente stimabili.

- > "IFRS 14 - *Regulatory Deferral Accounts*", emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti principi adottati (per es., principi locali), in sede di prima adozione degli *International Financial Reporting Standards*. Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all'IFRS 14 se i principi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti principi contabili. La Commissione Europea ha deciso di non avviare il processo di omologazione di questo standard ma di attendere la finalizzazione del più ampio progetto relativo alle Rate-regulated activities.
- > "IFRS 15 - *Ricavi provenienti da contratti con i clienti*", emesso a maggio 2014, inclusivo delle "Modifiche all'IFRS 15. *Data di entrata in vigore dell'IFRS 15*", emesse a settembre 2015. Il nuovo standard sostituirà "IAS 11 - Lavori su ordinazione", "IAS 18 - Ricavi", "IFRIC 13 - Programmi di fidelizzazione della clientela", "IFRIC 15 - Accordi per la costruzione di immobili", "IFRIC 18 - Cessioni di attività da parte della clientela", "SIC 31 - Ricavi - Servizi di baratto comprendenti servizi pubblicitari" e si applicherà a tutti i contratti con i clienti, a eccezione di alcune esclusioni (per es., contratti di leasing e di assicurazione, strumenti finanziari ecc.). Il nuovo principio introduce un quadro complessivo di riferimento per la rilevazione e la misurazione dei ricavi basato sul seguente principio fondamentale: rilevazione dei ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Questo principio fondamentale verrà applicato utilizzando un modello costituito da cin-

que fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio (step 5).

L'IFRS 15 include anche una serie di note di commento che dovrebbero fornire un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti.

Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018.

Nel corso dell'esercizio 2016 è stata avviata una attività progettuale volta a individuare i potenziali impatti del principio sul Bilancio consolidato del Gruppo. Allo stato dell'analisi, ancora in corso di svolgimento, le fattispecie più significative che riteniamo saranno interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono a: (i) identificazione delle obbligazioni contrattuali; (ii) i contratti caratterizzati da una pluralità di obbligazioni contrattuali; (iii) i contratti che prevedono corrispettivi variabili e relativo timing di riconoscimento; (iv) i contratti in cui un soggetto terzo è coinvolto nella fornitura dei beni/servizi ai clienti, distinguendo i casi in cui il Gruppo (o la controparte) agisce per conto proprio o in qualità di rappresentante; (v) la capitalizzazione dei costi per l'acquisizione e l'esecuzione dei contratti con i clienti; e (vi) la informativa da fornire in ossequio al principio. Rispetto ai possibili impatti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15 si segnala che, nell'attuale stato di analisi, gli stessi non risultano ancora ragionevolmente stimabili. Nel corso del processo di analisi, il Gruppo si riserva di definire anche le modalità di prima applicazione dello standard.

> "Clarification to IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", emesso ad aprile 2016, introduce alcune modifiche al principio al fine di chiarire alcuni espedienti pratici e alcuni temi discussi nell'ambito del Joint Transition Resource Group costituito tra IASB e FASB. L'obiettivo di tali modifiche è quello di chiarire alcune previsioni dell'IFRS 15 senza alterare i principi cardine dello stan-

dard. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dal 1° gennaio 2018.

> "IFRS 16 - *Leases*", emesso a gennaio 2016, sostituisce il precedente standard sui leasing, lo IAS 17 e le relative interpretazioni, individua i criteri per la rilevazione, la misurazione e la presentazione nonché l'informativa da fornire con riferimento ai contratti di leasing per entrambe le parti, il locatore e il locatario. Sebbene l'IFRS 16, non modifichi la definizione di contratto di leasing fornita dallo IAS 17, la principale novità è rappresentata dall'introduzione del concetto di controllo all'interno della definizione. In particolare, per determinare se un contratto rappresenta o meno un leasing, l'IFRS 16 richiede di verificare se il locatario abbia o meno il diritto di controllare l'utilizzo di una determinata attività per un determinato periodo di tempo. L'IFRS 16 elimina la classificazione dei leasing quali operativi o finanziari, come richiesto dallo IAS 17, introducendo un unico metodo di rilevazione contabile per i tutti i contratti di leasing. Sulla base di tale nuovo modello, il locatario deve rilevare:

- nello Stato patrimoniale, le attività e le passività per tutti i contratti di leasing che abbiano una durata superiore ai 12 mesi, a meno che l'attività sottostante abbia un modico valore; e
- a Conto economico, gli ammortamenti delle attività relative ai leasing separatamente dagli interessi relativi alle connesse passività.

Con riferimento al soggetto locatore, l'IFRS 16 replica, sostanzialmente, i requisiti di rilevazione contabile previsti dallo IAS 17. Pertanto, il locatore dovrà continuare a classificare e a rilevare, differentemente, i leasing in bilancio a seconda della loro natura (operativa o finanziaria). Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.

> "Amendments to IAS 7 - *Disclosure Initiative*", emesso a gennaio 2016. Le modifiche si applicano alle passività e alle attività derivanti dall'attività di finanziamento, definite come quelle passività e attività i cui flussi di cassa sono stati o saranno classificati nel rendiconto finanziario nel "cash flow da attività di finanziamento". Le modifiche richiedono una disclosure delle variazioni di tali passività/attività distinguendo le variazioni monetarie da quelle non monetarie (i.e. scostamenti derivanti dall'effetto della variazione dei tassi di cambio e delle variazioni di fair value). Lo IASB suggerisce di fornire tale informativa in una tabella di riconciliazione tra i saldi di inizio periodo e

quelli di fine periodo di tali passività/attività. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > *"Amendments to IAS 12 - Recognition of deferred tax assets for unrealised losses"*, emesso a gennaio 2016. Il documento fornisce chiarimenti sulle modalità di rilevazione delle imposte anticipate relative a strumenti di debito valutati al fair value. Più direttamente, le modifiche chiariscono i requisiti per la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento a perdite non realizzate, al fine di eliminare le diversità nella prassi contabile. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.
- > *"Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture"*, emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset a una joint venture o a una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'"IFRS 3 - Aggregazioni aziendali". In particolare, se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della joint venture, che rappresentano le controparti della transazione. L'EFRAG ha raccomandato alla Commissione Europea di posticipare il processo di omologazione delle modifiche in oggetto finché non sarà completato il progetto dello IASB sull'eliminazione degli utili e delle perdite derivanti dalle transazioni tra una società e le sue collegate o joint venture.
- > *"Amendments to IFRS 2 - Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions"*, emesso a giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il fair value di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve

essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (per es., un target del prezzo delle azioni) e le condizioni diverse da quelle di maturazione, ignorando invece le condizioni di permanenza in servizio e le condizioni di conseguimento dei risultati diverse da quelle di mercato;

- chiariscono che i pagamenti basati su azioni con la caratteristica di liquidazione al netto della ritenuta d'acconto dovrebbero essere classificati interamente come operazioni regolate con azioni (a patto che sarebbero state così classificate anche senza la caratteristica del pagamento al netto della ritenuta d'acconto);
- forniscono previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l'emissione di azioni.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > *"Amendments to IFRS 4 - Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts"*, emesso a settembre 2016. Le modifiche:

- permettono alle società la cui attività prevalente è connessa all'assicurazione di posticipare l'applicazione dell'IFRS 9 sino al 2021 ("temporary exemption"); e
- attribuiscono alle società assicuratrici, sino alla futura emissione del nuovo principio contabile sui contratti di assicurazione, l'opzione di rilevare nelle altre componenti di Conto economico (OCI), piuttosto che a Conto economico, la volatilità che dovrebbe emergere dall'applicazione dell'IFRS 9 ("overlay approach").

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > *"IFRIC 22 - Foreign currency transactions and advance consideration"*, emesso a dicembre 2016. L'interpretazione chiarisce che, ai fini della determinazione del tasso di cambio da utilizzare in sede di rilevazione iniziale di un'attività, costi o ricavi (o parte di essi), la data dell'operazione è quella nella quale la società rileva l'eventuale attività (passività) non monetaria per effetto di anticipi versati (ricevuti). Se ci sono più pagamenti o incassi anticipati, la società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi

che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IAS 40 - *Transfers of investment property*", emesso a dicembre 2016. Le modifiche chiariscono che i trasferimenti a o da, investimenti immobiliari, devono essere giustificati da un cambio d'uso supportato da evidenze; il semplice cambio di intenzione non è sufficiente a supportare tale trasferimento. Le modifiche hanno ampliato gli esempi di cambiamento d'uso per includere le attività in costruzione e sviluppo e non solo il trasferimento di immobili completati. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.
- > "Annual improvements to IFRSs 2014-2016 cycle", emesso a dicembre 2016. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 1 - *Prima adozione degli International Financial Reporting Standards*"; le modifiche hanno eliminato le "esenzioni dagli IFRS applicabili a breve" inerenti alla transizione all'IFRS 7, allo IAS 19 e all'IFRS 10. Tali previsioni relative alla transizione erano disponibili per passati esercizi contabili e pertanto, ora, non sono più applicabili. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente;
 - "IFRS 12 - *Informativa sulle partecipazioni in altre entità*"; le modifiche chiariscono che le previsioni circa l'informativa richiesta dall'IFRS 12, a eccezione del riepilogo dei dati economico-finanziari, sono applicabili anche alle partecipazioni in imprese classificate come disponibili per la vendita. Prima di tali modifiche, non era chiaro se le disposizioni dell'IFRS 12 erano applicabili a tali partecipazioni. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente;
 - "IAS 28 - *Partecipazioni in società collegate e joint venture*"; le modifiche chiariscono che la possibilità concessa a una società d'investimento (o un fondo comune, fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi) di valutare le proprie partecipazioni in società collegate o joint venture al fair value rilevato a Conto economico è disponibile, alla data di rilevazione

iniziale, su base individuale, per ciascuna partecipazione. Simili chiarimenti sono stati effettuati per le società che non sono entità di investimento e che, quando applicano il metodo del patrimonio netto, scelgono di mantenere la valutazione al fair value rilevato a Conto economico effettuata dalle entità di investimento che rappresentano proprie partecipazioni in società collegate o joint venture. Le modifiche saranno applicabili retroattivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.

4

Rideterminazione dei dati comparativi

A partire dalla chiusura contabile al 30 settembre 2016 può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui adozione era stata annunciata nel corso del secondo trimestre 2016, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo prevede, come novità principali, l'integrazione delle varie società appartenenti al Gruppo Enel Green Power nelle varie divisioni per area geografica, includendo funzionalmente anche le attività idroelettriche (c.d. "Large Hydro") che formalmente sono, tuttora, in capo alle società di generazione termoelettrica, e una nuova definizione delle aree geografiche (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia, Central/Holding). Inoltre, la nuova struttura di business è ripartita nel seguente modo: Generazione Termoelettrica e Trading, Infrastrutture e Reti, Rinnovabili, Retail, Servizi e Holding. Pertanto, la nuova struttura matriciale è articolata nelle seguenti Divisioni (Generazione Termoelettrica Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading) e Regioni/Paesi (Italia, Iberia, Europa e Nord Africa, America Latina, Nord e Centro America, Africa Sub-Sahariana e Asia) e rappresenterà a partire da quest'anno anche la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere a una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del

principio di riferimento "IFRS 8 - Settori operativi", di cui alla successiva Nota 6, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

Inoltre, per quanto riguarda lo schema del Rendiconto finanziario consolidato, con riferimento alla struttura del "cash flow da attività operativa" il quale ha mantenuto inalterato il valore complessivo, ha subito modifiche strutturali ai fini di una migliore esposizione dei fenomeni occorsi e ciò ha, pertanto, comportato la riclassificazione di talune voci riferite all'esercizio 2015 ai fini di una migliore comparabilità dei dati.

5

Principali variazioni dell'area di consolidamento

Nei due esercizi in analisi l'area di consolidamento ha subito alcune modifiche a seguito delle seguenti principali operazioni.

2015

- > Acquisizione, in data 6 marzo 2015, della quota non detenuta precedentemente dal Gruppo, pari al 66,7%, di **3Sun**, società operante nel fotovoltaico; mediante tale acquisizione il Gruppo ha ottenuto il controllo della società che pertanto viene ora consolidata con il metodo integrale;
- > acquisizione, in data 24 settembre 2015, attraverso la controllata Enel Green Power di una quota di controllo, pari al 68%, nel capitale di **BLP Energy**, società operante nel settore delle rinnovabili in India;
- > acquisizione, nel mese di settembre 2015, del residuo 60% del portafoglio di propria pertinenza del **Gruppo ENEOP**, identificato attraverso un accordo di "Split" con gli altri soci partecipanti all'investimento e la cui acquisizione è stata regolata attraverso la contestuale cessione del 40% che Enel Green Power deteneva negli altri due portafogli, trasferiti in favore degli altri soci dello stesso Consorzio;
- > cessione, in data 26 novembre 2015, del **Gruppo ENEOP** e delle altre società portoghesi partecipate da Enel Green Power;
- > consolidamento integrale, a seguito di modifiche intervenute nei patti parasociali nel mese di dicembre 2015, di **Osage Wind**, società detenuta al 50% da Enel Green

Power North America e precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto;

- > acquisizione di una quota di controllo pari al 78,6% del capitale sociale di **Erdwärme Oberland**, società operante nella geotermia in Germania;
- > conferimento, effettuato in data 31 dicembre 2015, a una joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto (**Ultor**) detenuta al 50% con il fondo F2i, di Altomonte, Enel Green Power San Gillio ed Enel Green Power Strambino Solar, società precedentemente interamente controllate.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- > cessione, in data 31 marzo 2015, del 49% di **EGPNA Renewable Energy Partners**, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti; avendo mantenuto il controllo sulla società, l'operazione si configura come una operazione su non controlling interest;
- > acquisizione, in data 8 aprile 2015, del restante 49% del capitale di **Energia Eolica**, società italiana attiva nella produzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%.

2016

- > Cessione, perfezionata agli inizi di marzo 2016, di **Compostilla Re**, società già classificata a dicembre 2015 come "posseduta per la vendita"; il prezzo di cessione è stato di 101 milioni di euro (la società ceduta deteneva anche liquidità per circa 111 milioni di euro) e ha generato una plusvalenza di circa 19 milioni di euro;
- > cessione, in data 1° maggio 2016, del 65% di **Drift Sand Wind Project**, società operante nella generazione da fonte eolica negli Stati Uniti. Il prezzo di cessione è stato di 72 milioni di euro e ha generato una plusvalenza di circa 2 milioni di euro e una rimisurazione al fair value del rimanente 35% pari a circa 4 milioni di euro;
- > cessione, perfezionata in data 13 luglio 2016, di **Enel Longanesi**, dove erano incluse le attività italiane (costituite da 21 tra istanze e permessi di esplorazione onshore e offshore) nel settore upstream gas. Il massimo corrispettivo per la vendita è di 30 milioni di euro, di cui una parte, pari a circa 7 milioni di euro, è stata incassata immediatamente, mentre il diritto a percepire la quota restante (pe-

raltro in più tranche) è subordinato al verificarsi di alcune condizioni quali l'entrata in produzione del giacimento di gas Longanesi in Emilia-Romagna, prevista per il 2019, e l'andamento dei prezzi sul mercato del gas. Non vi sono state minusvalenze rilevate a Conto economico tenuto conto che il suo valore era già stato riportato in precedenza al presumibile valore di realizzo;

- > cessione, in data 28 luglio 2016, del 50% del capitale di **Slovak Power Holding** ("SPH"), società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di **Slovenské elektrárne** ("SE"). In particolare, Enel Produzione ha finalizzato la cessione a EP Slovakia, società controllata da Energetický a průmyslový holding ("EPH"), del 50% del capitale di SPH in esecuzione del contratto stipulato in data 18 dicembre 2015 tra Enel Produzione ed EP Slovakia. Il corrispettivo complessivo delle due fasi, pari a 750 milioni di euro (di cui 150 milioni di euro versati immediatamente per cassa), è soggetto a un meccanismo di conguaglio, che verrà calcolato da esperti indipendenti e applicato al perfezionamento della seconda fase, sulla base di vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Pertanto, il credito finanziario emergente dalla cessione è valutato al fair value in contropartita a Conto economico. I medesimi parametri sopra descritti sono tenuti in considerazione anche ai fini della determinazione del valore recuperabile della partecipazione nella joint venture in SPH;
- > acquisizione del controllo, in data 1° ottobre 2016, di **Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca** ("DEC"), già consolidata con il metodo del patrimonio netto, attuata mediante fusione per incorporazione della stessa DEC in Codensa (che già ne deteneva una quota pari al 49%); per maggiori dettagli si rimanda alla successiva Nota 5.1;
- > perdita del controllo, in data 21 novembre 2016, conseguente al cambio di governance e alla cessione di una quota dell'1%, per un corrispettivo pari a 12 milioni di euro, di **EGPNA Renewable Energy Partners** ("EGPNA REP"), società operante nello sviluppo di progetti di generazione da fonte rinnovabile negli Stati Uniti e che, pertanto, a partire da tale data è consolidata con il metodo del patrimonio netto. Tale operazione ha comportato la rilevazione di una plusvalenza pari a 2 milioni di euro e la rilevazione di un provento da rimisurazione al fair value del 50%, tuttora di proprietà di EGPNA, pari a 95 milioni di euro;

- > cessione, in data 30 novembre 2016, del 100% di **Enel France**, società operante nella generazione termoelettrica in Francia a un prezzo sostanzialmente pari a zero, generando quindi una minusvalenza pari a 4 milioni di euro;
- > perdita del controllo, in data 20 dicembre 2016, di **Enel OpEn Fiber** (oggi OpEn Fiber - OF) a seguito dell'aumento di capitale effettuato sia da Enel sia da CDP Equity ("CDPE"), a esito del quale Enel e CDPE detengono una partecipazione paritetica nel capitale di OF, la quale viene pertanto a partire da tale data consolidata con il metodo del patrimonio netto;
- > cessione, in data 28 dicembre 2016, dei parchi eolici **Cimarron** e **Lindahl** alla sopracitata joint venture EGPNA REP, punto iniziale della nuova strategia di crescita industriale sostenuta da un modello "Build, Sell and Operate" a minore intensità di capitale e destinata ad accelerare lo sviluppo del portafoglio di progetti a livello globale. La perdita di controllo ha comportato una plusvalenza di 37 milioni di euro;
- > cessione, in data 30 dicembre 2016, del 100% di **Marcinelle Energie**, società operante nella generazione termoelettrica in Belgio per un corrispettivo totale di 36,5 milioni di euro, interamente versati. Nel corso del 2016 il valore netto dell'attivo di Marcinelle era già stato riportato al suo presumibile valore di realizzo attraverso la rilevazione di una perdita di valore di 51 milioni di euro. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

In aggiunta alle suddette variazioni nell'area di consolidamento, si segnalano anche le seguenti operazioni che, pur non caratterizzandosi come operazioni che hanno determinato l'acquisizione o la perdita di controllo, hanno comunque comportato una variazione nell'interessenza detenuta dal Gruppo nelle relative partecipate o collegate:

- > cessione, in data 29 febbraio 2016, della restante quota di **Hydro Dolomiti Enel**, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia; il prezzo di cessione è stato stimato inizialmente in 335 milioni di euro; successivamente, a seguito della definizione del conguaglio sul prezzo di cessione (negativo per 22 milioni di euro) in applicazione della formula prezzo contrattuale aggiornata con la situazione contabile finale di cessione, si è determinata la plusvalenza da cessione, pari a 124 milioni di euro;
- > in data 31 marzo 2016 ha avuto efficacia la scissione non proporzionale di **Enel Green Power**, mediante la quale – attraverso un aumento di capitale di Enel SpA a servizio

della scissione stessa – il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, con conseguente riduzione delle interessenze di terzi; per maggiori dettagli si veda la successiva Nota 5.2;

- > in data 3 maggio 2016, acquisizione del restante 40% di **Maicor Wind**, società operante nel settore eolico in Italia, da parte di Enel Green Power, che ne diventa unico socio;
- > in data 27 luglio 2016 Enel Green Power International (interamente posseduta da Enel) ha ceduto il 60% del capitale di **Enel Green Power España** ("EGPE") a Endesa Generación (interamente posseduta da Endesa), che essendo già titolare del restante 40% del capitale di EGPE, a seguito di questa operazione ne è divenuta unico socio. Nel Bilancio consolidato, l'operazione genera una riduzione

ne delle quota di pertinenza del Gruppo (dall'88,04% al 70,10%) dei risultati di EGPE a partire dall'efficacia dell'operazione;

- > realizzazione, in data 1° dicembre 2016, della fusione in **Enel Américas** di Endesa Américas e Chilectra Américas, società tutte generate dalla scissione di Enersis, Endesa Chile e Chilectra. Per l'effetto congiunto dei rapporti di cambio tra le azioni e l'esercizio del diritto di recesso da parte di alcuni degli azionisti delle società coinvolte nell'operazione, le percentuali di interessenza di tutte le società direttamente e indirettamente detenute da Enel Américas sono variate. Per maggiori dettagli si veda la successiva Nota 5.3.

5.1 Acquisizione del controllo di Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca

Il 1° ottobre 2016 si è realizzata la fusione per incorporazione in Codensa delle sue controllate Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca SA ("DEC") ed Empresa de Energía de Cundinamarca ("EEC"). In particolare, la fusione si è realizzata attraverso uno scambio azionario, senza impatti monetari,

tra azioni di Codensa di nuova emissione (pari all'1,25% del suo capitale sociale e per un valore al fair value di 25 milioni di euro) e le azioni di DEC ed EEC. La seguente tabella evidenzia gli effetti dell'operazione a livello consolidato, che ha comportato una rimisurazione negativa al fair value della partecipazione precedentemente detenuta in DEC ed EEC per 10 milioni di euro e un negative goodwill emergente dalla business combination per 4 milioni di euro.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Immobili, impianti e macchinari	125
Crediti commerciali	19
Disponibilità liquide	8
Finanziamenti	(38)
Benefici ai dipendenti	(27)
Fondi rischi e oneri	(11)
Debiti commerciali	(19)
Altre passività nette	(4)
Interessenze di terzi	(29)
Fair value delle attività nette corrispondenti alla quota di partecipazione già precedentemente detenuta	24
Valore contabile della quota di libro partecipazione già precedentemente detenuta	34
Rimisurazione al fair value dell'interessenza già detenuta precedentemente all'acquisizione del controllo	(10)

Milioni di euro	
Fair value partecipazione già detenuta	24
Fair value azioni Codensa di nuova emissione	25
Costo dell'acquisizione	49
Fair value delle attività nette acquisite	53
Negative goodwill	4

5.2 Integrazione Enel Green Power

A seguito della stipula dell'atto di scissione in data 25 marzo 2016, con data di efficacia posticipata allo scadere dell'ultimo istante del 31 marzo 2016, si è realizzata la scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA ("EGP") in favore di Enel. In sintesi, l'operazione ha comportato:

- > l'assegnazione da parte di EGP in favore di Enel del compendio scisso rappresentato dalla partecipazione totalitaria detenuta dalla stessa EGP in Enel Green Power International, holding di diritto olandese che a sua volta detiene la quasi totalità delle partecipazioni in società operanti nel settore delle energie rinnovabili all'estero nonché di tutte le attività, passività, contratti e rapporti giuridici connessi a tale partecipazione;
- > il mantenimento in capo a EGP di tutti i restanti elementi patrimoniali diversi da quelli che fanno parte del sopra definito compendio (e quindi, essenzialmente, le attività italiane e le residue limitate partecipazioni estere).

Trattandosi di scissione non proporzionale:

- > i soci di EGP diversi da Enel hanno concambiato in azioni Enel tutte le azioni possedute in EGP sulla base del rapporto di concambio di 0,486 azioni Enel in cambio di un'azione EGP;
- > Enel ha concambiato le azioni corrispondenti alla sua par-

tecipazione nel compendio scisso in azioni Enel, le quali sono state contestualmente annullate ai sensi degli art. 2504 *ter*, comma 2, e 2506 *ter*, comma 5, del codice civile. L'operazione a livello consolidato ha, quindi, comportato:

- > un aumento di 764 milioni di euro del capitale sociale di Enel SpA (pari pertanto a partire dall'efficacia dell'operazione a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna) per effetto delle azioni emesse a servizio della scissione;
- > un aumento della riserva sovrapprezzo azioni per 2.212 milioni di euro, al fine di riflettere il valore delle azioni emesse a servizio della scissione;
- > una riclassifica da interessenze di terzi a riserve del patrimonio netto di Gruppo per 80 milioni di euro, per riflettere l'incremento della percentuale di interessenza in EGP dal 68,29% al 100%;
- > la riduzione delle interessenze di terzi a fronte degli esborsi finanziari sostenuti per rimborsare gli ex azionisti EGP che hanno esercitato il diritto di recesso (27 milioni di euro);
- > la rilevazione, direttamente a patrimonio netto a deduzione della riserva sovrapprezzo azioni, dei costi di transazione (14 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale).

Effetto dell'operazione

Milioni di euro

Aumento capitale sociale	764
Aumento riserva sovrapprezzo azioni	2.212
Corrispettivo per cassa a seguito dell'esercizio del diritto di recesso	27
Costo dell'acquisizione	3.003
Interessenze di terzi acquisite ⁽¹⁾	(2.026)
Riserva per operazioni su non controlling interest	(977)

(1) Il dato non include la quota relativa a other comprehensive income pari a 80 milioni di euro.

5.3 Riassetto societario America Latina

Nel corso del 2016 l'assetto partecipativo delle società appartenenti precedentemente al Gruppo Enersis ha subito un profondo riassetto, nell'ottica di separare le attività relative al Cile da quelle degli altri Paesi latino-americani. Il primo step di questa riorganizzazione ha previsto – nel mese di marzo 2016 – la scissione di Enersis in due società (Enersis Chile – oggi Enel Chile – ed Enersis Américas – oggi Enel Américas), con un processo analogo per le controllate Endesa Chile e Chilectra.

Nell'assemblea straordinaria del 28 settembre 2016, gli azionisti di Enersis, Endesa Américas e Chilectra Américas hanno votato e approvato, con più di due terzi delle azioni con diritto di voto di ciascuna delle entità, la fusione tra le tre società.

Il 14 settembre 2016 Enersis Américas ha iniziato una OPA per tutte le azioni emesse da Endesa Américas e una OPA sulle American Depository Shares ("ADS"); la stessa si è chiusa – una volta superate tutte le condizioni sospensive – il 28 ottobre 2016 incrementando la partecipazione in Endesa Américas per il 3,23% e con un esborso di cassa di 140 milioni di euro.

A valle della fusione, avvenuta in data 1° dicembre 2016, e tenuto conto degli effetti dell'OPA sopracitata, le interessenze del Gruppo in tutte le società si sono modificate generando una riclassifica tra patrimonio netto del Gruppo e interessenze di terzi.

Dati economici e patrimoniali per area di attività

La rappresentazione dei risultati economici e patrimoniali per area di attività è effettuata in base all'approccio utilizzato dal management per monitorare le performance del Gruppo nei due esercizi messi a confronto.

Per maggiori informazioni sugli andamenti economici e patrimoniali che hanno caratterizzato l'esercizio corrente, si rimanda all'apposita sezione presente nella Relazione sulla gestione.

Risultati per area di attività del 2016 e del 2015

Risultati 2016 ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	36.081	18.831	10.739	3.618	1.122	29	172	70.592
Ricavi intersettoriali	876	122	29	180	3	-	(1.210)	-
Totale ricavi	36.957	18.953	10.768	3.798	1.125	29	(1.038)	70.592
Totale costi	30.012	15.522	7.221	3.030	291	15	(908)	55.183
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(266)	131	9	(6)	(1)	-	-	(133)
Ammortamenti	1.698	1.677	952	246	249	12	56	4.890
Impairment	596	359	442	248	19	7	55	1.726
Ripristini di valore	(2)	(240)	(1)	(18)	-	-	-	(261)
Risultato operativo	4.387	1.766	2.163	286	565	(5)	(241)	8.921
Investimenti	1.883	1.147	3.069	265 ⁽²⁾	1.832	304	52 ⁽³⁾	8.552

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) Il dato non include 283 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Risultati 2015 restated ⁽¹⁾

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	39.252	20.021	10.818	4.645	879	18	25	75.658
Ricavi intersettoriali	1.475	463	10	345	3	-	(2.296)	-
Totale ricavi	40.727	20.484	10.828	4.990	882	18	(2.271)	75.658
Totale costi	33.996	17.132	7.518	3.522	305	11	(1.955)	60.529
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	185	1	(4)	(17)	(2)	-	5	168
Ammortamenti	1.699	1.679	935	334	202	2	36	4.887
Impairment	629	422	69	1.700	35	1	122	2.978
Ripristini di valore	-	(221)	(18)	(14)	-	-	-	(253)
Risultato operativo	4.588	1.473	2.320	(569)	338	4	(469)	7.685
Investimenti	1.843 ⁽²⁾	1.001	2.937	249 ⁽³⁾	720	311	52	7.113

(1) I ricavi di settore comprendono sia i ricavi verso terzi sia i ricavi intersettoriali realizzati da ciascun settore nei confronti degli altri. Analoga metodologia è stata applicata agli altri proventi e ai costi dell'esercizio.

(2) Il dato non include 1 milione di euro riferito al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 648 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.981	24.174	17.411	3.048	4.831	780	46	76.271
Attività immateriali	1.314	15.671	11.045	743	633	113	(34)	29.485
Crediti commerciali	9.429	2.243	1.835	317	111	18	(447)	13.506
Altro	3.409	1.461	515	179	41	2	(134)	5.473
Attività operative	40.133 ⁽¹⁾	43.549	30.806	4.287	5.616 ⁽²⁾	913	(569)	124.735
Debiti commerciali	7.606	2.155	2.433	374	493	23	(396)	12.688
Fondi diversi	3.077	4.096	1.039	127	25	18	617	8.999
Altro	7.125	3.042	1.850	305	210	54	340	12.926
Passività operative	17.808	9.293	5.322	806	728	95	561	34.613

(1) Di cui 4 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2015 restated

Milioni di euro	Italia	Iberia	America Latina	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	25.998	24.640	14.115	6.658	5.174	394	72	77.051
Attività immateriali	1.161	15.701	10.376	997	673	107	51	29.066
Crediti commerciali	8.862	2.260	1.815	410	110	6	(607)	12.856
Altro	3.709	1.470	485	636	107	4	(334)	6.077
Attività operative	39.730	44.071	26.791	8.701⁽¹⁾	6.064	511	(818)	125.050
Debiti commerciali	6.982	2.156	2.349	809	395	80	(718)	12.053
Fondi diversi	3.626	3.828	834	2.062	34	14	661	11.059
Altro	7.035	2.852	1.190	627	128	33	16	11.881
Passività operative	17.643	8.836	4.373	3.498⁽²⁾	557	127	(41)	34.993

(1) Di cui 4.231 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(2) Di cui 2.231 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

La seguente tabella presenta la riconciliazione tra le attività e passività di settore e quelle consolidate.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Totale attività	155.596	161.179
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.558	607
Altre attività finanziarie non correnti	3.892	3.274
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	301	463
Altre attività finanziarie correnti	3.053	2.381
Derivati	5.554	7.416
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	8.290	10.639
Attività per imposte anticipate	6.665	7.386
Crediti per imposte sul reddito	879	636
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	664	706
Attività finanziarie e fiscali di "Attività classificate come possedute per la vendita"	5	2.621
Attività di settore	124.735	125.050
Totale passività	103.021	109.428
Finanziamenti a lungo termine	41.336	44.872
Finanziamenti a breve termine	5.372	2.155
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	4.384	5.733
Altre passività finanziarie correnti	1.264	1.063
Derivati	5.854	7.027
Passività per imposte differite	8.768	8.977
Debiti per imposte sul reddito	359	585
Debiti tributari diversi	1.071	990
Passività finanziarie e fiscali di passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	-	3.033
Passività di settore	34.613	34.993

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - *Euro 68.604 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Vendita energia elettrica	42.337	46.638	(4.301)	-9,2%
Trasporto energia elettrica	9.587	9.911	(324)	-3,3%
Corrispettivi da gestori di rete	557	826	(269)	-32,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.462	1.152	310	26,9%
Vendita gas	3.876	4.045	(169)	-4,2%
Trasporto gas	563	509	54	10,6%
Ricavi da vendita di combustibili	7.028	7.104	(76)	-1,1%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	814	829	(15)	-1,8%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	560	343	217	63,3%
Altre vendite e prestazioni	1.820	1.719	101	5,9%
Totale	68.604	73.076	(4.472)	-6,1%

Nel 2016 i ricavi da "Vendita di energia elettrica" ammontano a 42.337 milioni di euro (46.638 milioni di euro nel 2015) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 29.101 milioni di euro (29.994 milioni di euro nel 2015), le vendite di energia all'ingrosso per 11.009 milioni di euro (13.355 milioni di euro nel 2015) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 2.227 milioni di euro (3.289 milioni di euro nel 2015). Il decremento è da riferire principalmente a una riduzione generalizzata dei volumi prodotti e trasportati in uno scenario di prezzi medi di vendita decrescenti ed è inoltre influenzato dal deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2016 a 9.587 milioni di euro, con un decremento di 324 milioni di euro, particolarmente concentrato in Italia dove gli effetti dei maggiori volumi sono più che compensati dalla riduzione delle tariffe di distribuzione (deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico - AEEGSI n. 654/15 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, relative al periodo di regolazione 2016-2023"), oltre che dall'ulteriore effetto negativo derivante dall'iscrizione dei maggiori ricavi di competenza rilevati nel 2015 derivanti dalla modifica del lag regolatorio normato con la già citata delibera.

I ricavi per "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono pari nel 2016 a 1.462 milioni di euro, in aumento di 310 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è connesso ai maggiori incentivi ricevuti come "feed-in premium" (ex certificati verdi) dalle società di generazione da fonte rinnovabile in Italia a seguito della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012.

I ricavi per "Vendita di gas" nel 2016 sono pari a 3.876 milioni di euro (4.045 milioni di euro nel 2015), con un decremento di 169 milioni di euro, che risente essenzialmente dei minori ricavi nella penisola iberica, determinati, in particolare, dai prezzi medi unitari più bassi rispetto a quelli applicati nel 2015.

I ricavi per "Trasporto di gas" sono pari a 563 milioni di euro, con un incremento di 54 milioni di euro (+10,6%), soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettorate in Italia.

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 7.028 milioni di euro, includono nel 2016 vendite di gas naturale per 6.953 milioni di euro (7.053 milioni di euro nel 2015) e vendite di altri combustibili per 75 milioni di euro (51 milioni di euro nel 2015). Il decremento rilevato nell'anno è conseguente ai minori prezzi medi applicati.

I "Ricavi da vendita di certificati ambientali", infine, registrano un incremento di 217 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle maggiori vendite di certificati ambientali e di diritti di emissione di CO₂.

Nella seguente tabella è evidenziata la composizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica.

Milioni di euro

	2016	2015
Italia	27.516	28.705
Europa		
Spagna	17.097	18.261
Portogallo	856	914
Francia	1.001	1.439
Svizzera	367	362
Germania	1.880	2.556
Austria	10	20
Slovenia	29	26
Slovacchia	660	1.240
Romania	996	1.031
Grecia	60	64
Bulgaria	9	9
Belgio	416	365
Repubblica Ceca	382	679
Ungheria	335	356
Russia	961	1.022
Olanda	3.554	3.414
Regno Unito	1.008	1.214
Altri Paesi europei	144	67
America		
Stati Uniti	367	463
Canada	-	11
Messico	144	166
Brasile	2.536	2.864
Cile	3.510	3.377
Perù	1.215	1.226
Colombia	2.028	2.114
Argentina	1.051	588
Altri Paesi sudamericani	156	172
Altri		
Africa	28	3
Asia	288	348
Totale	68.604	73.076

7.b Altri ricavi e proventi - Euro 1.988 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Contributi in conto esercizio	22	8	14	-
Contributi per certificati ambientali	536	874	(338)	-38,7%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	19	17	2	11,8%
Rimborsi vari	241	239	2	0,8%
Plusvalenze da alienazione e negative goodwill su acquisizioni di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	399	313	86	27,5%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	99	80	19	23,8%
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	65	52	13	25,0%
Premio per continuità del servizio	51	65	(14)	-21,5%
Altri ricavi	556	934	(378)	-40,5%
Totale	1.988	2.582	(594)	-23,0%

I "Contributi per certificati ambientali", si riducono di 338 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, a seguito della sostituzione del meccanismo di incentivazione dei certificati verdi stabilita dal decreto ministeriale del 6 luglio 2012, commentato sopra.

I "Rimborsi vari" si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 57 milioni di euro (110 milioni di euro nel 2015) e a risarcimenti assicurativi per 184 milioni di euro (129 milioni di euro nel 2015). L'andamento della voce è in linea con lo scorso anno anche se registra un incremento dei risarcimenti danni in particolare in Brasile per le società operanti nella distribuzione, che è pressoché integralmente compensato dalla variazione negativa rilevata in Spagna a seguito dei significativi rimborsi da clienti per allacciamento fraudolento alla rete che erano stati registrati nel 2015.

La voce relativa alle plusvalenze e al negative goodwill, pari a 399 milioni di euro nel 2016, si incrementa di 86 milioni di euro ed è prevalentemente riferibile per 171 milioni di euro alla plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%); per 124 milioni di euro alla plusvalenza derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel; per 35 milioni di euro alla plusvalenza conseguita da Enel Green Power Kansas per la cessione a

dicembre 2016 delle proprie controllate Cimarron e Lindhal. A tutto ciò si aggiunge la plusvalenza di circa 2 milioni di euro per la cessione dell'1% di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners ("EGPNA REP").

Nell'esercizio a confronto il conto accoglieva, principalmente, la plusvalenza pari a circa 141 milioni di euro derivante dalla vendita della società SE Hydropower, la plusvalenza di circa 15 milioni di euro a seguito della vendita della società SF Energy e il negative goodwill, per 76 milioni di euro, rilevato a seguito dell'acquisizione del controllo di 3Sun.

I "Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo" ammontano a 99 milioni di euro e si riferiscono principalmente a quanto commentato precedentemente in relazione all'adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la sopracitata cessione dell'1% di EGPNA REP.

Il decremento della voce "Altri ricavi" è principalmente da ascrivere ai maggiori ricavi rilevati nell'anno precedente (per 354 milioni di euro) nella società di distribuzione argentina per effetto delle modifiche regolatorie introdotte con la *Resolución* n. 32/2015 e che nel corso del 2016 sono state profondamente riviste a seguito degli incrementi tariffari accordati dal regolatore argentino a partire dal 2016.

Costi

8.a Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile - *Euro 32.039 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Energia elettrica	18.514	22.218	(3.704)	-16,7%
Gas	10.514	11.710	(1.196)	-10,2%
Combustibile nucleare	165	250	(85)	-34,0%
Altri combustibili	2.846	3.466	(620)	-17,9%
Totale	32.039	37.644	(5.605)	-14,9%

Gli acquisti di "Energia elettrica" includono, tra gli altri, gli acquisti effettuati dall'Acquirente Unico per 3.169 milioni di euro (3.695 milioni di euro nel 2015) e dal Gestore dei Mercati Energetici per 1.769 milioni di euro (1.553 milioni di euro nel 2015). Il decremento di tale voce è relativo principalmente ai minori costi per acquisti sulle Borse dell'energia elettrica e sui mercati nazionali ed esteri connessi al decremento sia dei prezzi medi sia dei volumi acquistati.

Gli acquisti di "Gas" registrano un decremento di 1.196 mi-

lioni di euro, sostanzialmente riferibile alle ridotte attività di intermediazione sul mercato dei combustibili per effetto sia dei minori volumi intermediati e consumati sia dei costi unitari che in media sono stati più bassi rispetto all'esercizio precedente.

Gli acquisti di "Altri combustibili" diminuiscono di 620 milioni di euro, attestandosi a 2.846 milioni di euro nel 2016, principalmente in ragione della riduzione del consumo in uno scenario di prezzi decrescenti.

8.b Costi per servizi e altri materiali - *Euro 17.393 milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Vettoriamenti passivi	9.448	9.118	330	3,6%
Manutenzioni e riparazioni	1.169	1.213	(44)	-3,6%
Telefoniche e postali	190	209	(19)	-9,1%
Servizi di comunicazione	113	104	9	8,7%
Servizi informatici	442	364	78	21,4%
Godimento beni di terzi	541	577	(36)	-6,2%
Altri servizi	3.782	3.794	(12)	-0,3%
Altri materiali	1.708	1.078	630	58,4%
Totale	17.393	16.457	936	5,7%

I costi per servizi e altri materiali, pari a 17.393 milioni di euro nel 2016, registrano un incremento di 936 milioni di euro rispetto all'esercizio 2015, sostanzialmente a seguito dei maggiori approvvigionamenti di diritti di emissione di CO₂ e certificati ambientali.

Inoltre, i costi per vettoriamenti passivi si sono incrementati per 330 milioni di euro, principalmente a seguito dell'incremento dei consumi di energia elettrica nei principali mercati in cui il Gruppo opera.

8.c Costo del personale - Euro 4.637 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Salari e stipendi	3.127	3.306	(179)	-5,4%
Oneri sociali	901	953	(52)	-5,5%
Trattamento di fine rapporto	105	125	(20)	-16,0%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	129	(831)	960	-
Incentivi all'esodo	228	1.601	(1.373)	-85,8%
Altri costi	147	159	(12)	-7,5%
Totale	4.637	5.313	(676)	-12,7%

Il costo del personale dell'esercizio 2016, pari a 4.637 milioni di euro, registra un decremento di 676 milioni di euro.

L'organico del Gruppo registra una diminuzione di 5.834 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-1.554 risorse), dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, e soprattutto a causa delle variazioni di perimetro (-4.280 risorse), sostanzialmente dovute al deconsolidamento delle società slovacche.

La riduzione dei "Salari e stipendi", nonché degli "Oneri sociali", riflette sostanzialmente le minori consistenze medie dell'esercizio 2016, come evidenziato in seguito.

La variazione della voce "Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine" è sostanzialmente attribuibile al rilascio (902 milioni di euro) del fondo sconto energia relativo agli ex dipendenti italiani, in virtù della revoca

unilaterale del beneficio effettuata nel corso del 2015.

Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2016 ammontano a 228 milioni di euro e la variazione in diminuzione (1.373 milioni di euro) rispetto al 2015 è principalmente attribuibile agli accordi per le uscite incentivate sottoscritti in Italia nel mese di dicembre 2015, in accordo con l'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 1.128 milioni di euro), nonché al minor numero di uscite anticipate attuato in Spagna ("*Acuerdo Voluntario de Salida*") che hanno comportato un minor onere per 159 milioni di euro rispetto al 2015.

Per maggiori dettagli in merito, si rinvia al paragrafo relativo al "Fondo oneri per incentivi all'esodo", nell'ambito della successiva Nota 35.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media dei dipendenti per categoria di appartenenza, confrontata con quella dell'esercizio precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2016.

	Consistenza media ⁽¹⁾			Consistenza ⁽¹⁾
	2016	2015	2016-2015	al 31.12.2016
Dirigenti	1.329	1.457	(128)	1.284
Quadri	10.185	10.177	8	9.795
Impiegati	34.373	34.769	(396)	32.654
Operai	19.401	21.978	(2.577)	18.347
Totale	65.288	68.381	(3.093)	62.080

(1) Per le società consolidate con il metodo proporzionale la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

8.d Ammortamenti e impairment - Euro 6.355 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Immobili, impianti e macchinari	4.171	4.190	(19)	-0,5%
Investimenti immobiliari	8	8	-	-
Attività immateriali	711	689	22	3,2%
Impairment	1.726	2.978	(1.252)	-42,0%
Ripristini di valore	(261)	(253)	(8)	-3,2%
Totale	6.355	7.612	(1.257)	-16,5%

La voce "Ammortamenti e impairment" registra nel 2016 un decremento di 1.257 milioni di euro prevalentemente per effetto delle minori perdite di valore rilevate nel corso del 2016

rispetto all'esercizio a confronto. Di seguito il dettaglio e il relativo commento.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Impairment:				
- immobili, impianti e macchinari	280	1.246	(966)	-77,5%
- investimenti immobiliari	6	5	1	20,0%
- attività immateriali	241	68	173	-
- avviamento	31	13	18	-
- crediti commerciali	973	1.058	(85)	-8,0%
- attività classificate come possedute per la vendita	74	574	(500)	-87,1%
- altre attività	121	14	107	-
Totale impairment	1.726	2.978	(1.252)	-42,0%
Ripristini di valore:				
- immobili, impianti e macchinari	(2)	(21)	19	-90,5%
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	(5)	-	(5)	-
- crediti commerciali	(250)	(230)	(20)	-8,7%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-
- altre attività	(4)	(2)	(2)	-
Totale ripristini di valore	(261)	(253)	(8)	-3,2%

La voce "Impairment" diminuisce di 1.252 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

Le perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari nel 2016 hanno riguardato principalmente l'adeguamento di valore di alcune attività legate alla realizzazione di impianti idroelettrici sui fiumi cileni Choshuenco e Neltume per i quali si riscontrano difficoltà di tipo procedurale (33 milioni di euro), nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (68 milioni di euro) e Nuove Energie (per complessivi 92 milioni di euro, di cui 66 milioni di euro sugli immobili, impianti e macchinari e 26 milioni di euro sul goodwill), la svalutazione di 51 milioni

di euro delle attività di Marcinelle, società controllata poi ceduta a novembre 2016, gli asset di esplorazione nell'upstream gas per 55 milioni di euro e infine la svalutazione del terreno di proprietà della controllata spagnola operante nel settore della distribuzione (22 milioni di euro) e altre partite minori afferenti prevalentemente alle società che operano nel settore delle energie rinnovabili.

Le perdite di valore rilevate sugli immobili, impianti e macchinari nel 2015, di ammontare ben più rilevante rispetto al presente esercizio, hanno riguardato principalmente:

> gli impianti di generazione in Russia per 899 milioni di euro;

- > gli immobili, impianti e macchinari di Enel Green Power Romania per 139 milioni di euro e di 3Sun per 42 milioni di euro;
- > alcuni asset di esplorazione mineraria in Algeria (riferibili al perimetro upstream gas) per 132 milioni di euro.

Gli impairment su immobilizzazioni immateriali, pari a 241

milioni di euro nel 2016, si riferiscono prevalentemente all'adeguamento di valore dei diritti per lo sfruttamento delle acque del sopracitato fiume Neltume (240 milioni di euro).

Infine, gli impairment rilevati nel 2015 sulle attività possedute per la vendita, pari a 574 milioni di euro, si riferiscono alle attività nette di Slovenské elektrárne.

8.e Altri costi operativi - Euro 2.783 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Oneri di sistema - Quote di emissioni inquinanti	557	340	217	63,8%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	426	315	111	35,2%
Oneri per acquisto di certificati verdi	(19)	181	(200)	-
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	266	49	217	-
Imposte e tasse	1.060	1.272	(212)	-16,7%
Altri	493	497	(4)	-0,8%
Totale	2.783	2.654	129	4,9%

Gli altri costi operativi, pari a 2.783 milioni di euro, registrano un incremento di 129 milioni di euro.

Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > al rilascio del fondo smaltimento combustibile nucleare in Slovacchia per 550 milioni di euro effettuato nel terzo trimestre 2015 a esito dello studio elaborato da esperti indipendenti anche alla luce della modificata normativa introdotta a luglio 2015 dal Governo slovacco, il quale ha approvato una nuova strategia per il "back end" del combustibile nucleare esausto;
- > alle minusvalenze rilevate nell'esercizio per 196 milioni di euro in America Latina a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per sei progetti di sviluppo in Cile e Perù, in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socio-economico. In particolare, si tratta dei progetti Puelo, Futaleufú, Bardón, Chillán 1 e 2, e Huechún in Cile (per 166 milioni di euro) e Curibamba e Marañon in Perù (per 30 milioni di euro);
- > ai minori oneri (56 milioni di euro) conseguenti all'effetto combinato dell'accantonamento effettuato nel 2015 e del successivo rilascio effettuato nel corso del 2016 (per 28 milioni di euro) relativamente agli obblighi per la realizzazione e sviluppo della centrale idroelettrica portoghese di Girabolhos;
- > all'accantonamento per 327 milioni di euro nel 2015, effet-

tuato a titolo di compensazione per la revoca unilaterale, ai pensionati italiani, del beneficio dello sconto energia a partire dal 31 dicembre 2015, successivamente rilasciato nel 2016 per 56 milioni di euro a seguito delle mancate adesioni entro il termine ultimo del 31 dicembre 2016;

- > al rilascio del fondo contenzioso precedentemente accantonato relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale chiuso nel 2016.

Al netto di tali partite, gli altri costi operativi evidenziano un calo di 98 milioni di euro, sostanzialmente da riferire:

- > ai minori oneri per imposte e tasse per 212 milioni di euro, sostanzialmente riferibili:
 - a minori imposte sulla generazione in Spagna riferibili alla legge n. 15/2012 per 76 milioni di euro in correlazione al calo delle quantità prodotte;
 - all'eliminazione per incostituzionalità della tassa sulla generazione nucleare nella regione spagnola della Catalogna per 89 milioni di euro;
 - alla riduzione di imposte di natura ambientale di alcune regioni e in Italia per minori imposte locali sugli immobili anche a seguito di alcune modifiche normative circa la tassazione degli impianti industriali (circa 60 milioni di euro);
- > ai maggiori oneri per compliance ambientali per complessivi 129 milioni di euro.

8.f Costi per lavori interni capitalizzati - *Euro (1.669) milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Personale	(730)	(746)	16	2,1%
Materiali	(544)	(433)	(111)	-25,6%
Altri	(395)	(360)	(35)	-9,7%
Totale	(1.669)	(1.539)	(130)	-8,4%

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 730 milioni di euro a costi del personale, per 544 milioni di euro a costi per materiali e per 395 milioni di euro a costi per servizi (rispettiva-

mente 746 milioni di euro, 433 milioni di euro e 360 milioni di euro nell'esercizio 2015).

9. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - *Euro (133) milioni*

Gli oneri netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 133 milioni di euro per l'effetto contrapposto dei proventi netti sulle valutazioni dei contratti derivati in essere al 31 dicembre 2016 per 74 milioni di euro (oneri netti

per 304 milioni di euro nel 2015) e degli oneri netti realizzati sulle posizioni chiuse nel corso dell'esercizio per 207 milioni di euro (proventi netti di 472 milioni di euro nel 2015).

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Proventi:				
- proventi da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	2.568	2.832	(264)	-9,3%
- proventi realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	7.815	6.702	1.113	16,6%
Totale proventi	10.383	9.534	849	8,9%
Oneri:				
- oneri da valutazione su contratti in essere a fine esercizio	(2.494)	(3.136)	642	-20,5%
- oneri realizzati su contratti chiusi nell'esercizio	(8.022)	(6.230)	(1.792)	-28,8%
Totale oneri	(10.516)	(9.366)	(1.150)	-12,3%
PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE	(133)	168	(301)	-

10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - *Euro (937) milioni*

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Proventi:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	475	1.507	(1.032)	-68,5%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	1.369	907	462	50,9%
- proventi da derivati di fair value hedge	40	41	(1)	-2,4%
Totale proventi	1.884	2.455	(571)	-23,3%
Oneri:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(1.141)	(330)	(811)	-
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(1.620)	(1.145)	(475)	-41%
- oneri da derivati di fair value hedge	(60)	(30)	(30)	-
Totale oneri	(2.821)	(1.505)	(1.316)	-87,4%
PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI	(937)	950	(1.887)	-

Gli oneri netti da contratti derivati presentano un saldo di 937 milioni di euro nel 2016 (mentre nel 2015 si rilevavano proventi netti per 950 milioni di euro), così composto:

- > oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 666 milioni di euro (proventi netti per 1.177 milioni di euro nel 2015);
- > oneri netti sui derivati al fair value con impatto a Conto

economico per 251 milioni di euro (238 milioni di euro nel 2015);

- > oneri netti sui derivati di fair value hedge per 20 milioni di euro (proventi netti per 11 milioni di euro nel 2015).

Per maggiori dettagli sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

11. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - *Euro (2.050) milioni*

Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	45	85	(40)	-47,1%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	179	180	(1)	-0,6%
Totale interessi attivi al tasso effettivo	224	265	(41)	-15,5%
Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss	-	5	(5)	-
Differenze positive di cambio	1.776	882	894	-
Proventi da partecipazioni	9	11	(2)	-18,2%
Altri proventi	280	400	(120)	-30,0%
TOTALE ALTRI PROVENTI FINANZIARI	2.289	1.563	726	46,4%

Gli "Altri proventi finanziari", pari a 2.289 milioni di euro, registrano un incremento di 726 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito:

- > dell'incremento delle differenze positive di cambio per 894 milioni di euro che risentono soprattutto dell'andamento dei tassi di cambio associati all'indebitamento finanziario netto espresso in valuta diversa dall'euro;
- > della riduzione degli interessi attivi al tasso effettivo per 41 milioni di euro, connessa essenzialmente a crediti finanziari a lungo termine, e di una leggera riduzione dei proventi da partecipazioni che nel 2016 risultano pari a 9 milioni di euro;

- > della riduzione degli altri proventi per 120 milioni di euro, prevalentemente derivante dalla rilevazione nel 2015 dei proventi connessi a partite regolatorie sull'attività di distribuzione di energia elettrica in Argentina a seguito delle modifiche introdotte dalle Risoluzioni n. 476/2015 e n. 1208/2015 al meccanismo di remunerazione CAMMESA (per complessivi 86 milioni di euro); nonché dagli interessi rilevati nel 2015 sul rimborso dell'ecotassa nella regione di Estremadura in Spagna (10 milioni di euro).

Altri oneri finanziari

Millioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):				
- interessi passivi su debiti verso banche	405	371	34	9,2%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	2.135	2.314	(179)	-7,7%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	138	143	(5)	-3,5%
Totale interessi passivi	2.678	2.828	(150)	-5,3%
Oneri finanziari su titoli classificati al fair value through profit or loss	1	-	1	-
Differenze negative di cambio	947	1.738	(791)	-45,5%
Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti	79	101	(22)	-21,8%
Attualizzazione altri fondi	286	210	76	36,2%
Oneri da partecipazioni	-	3	(3)	-
Altri oneri	349	89	260	-
TOTALE ONERI FINANZIARI	4.339	4.969	(630)	-12,7%

Gli "Altri oneri finanziari", pari a 4.339 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 630 milioni di euro rispetto al 2015. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

- > decremento degli interessi passivi su prestiti obbligazionari per 179 milioni, prevalentemente dovuti a Enel SpA (89 milioni) ed Enel Finance International (92 milioni);
- > decremento delle differenze negative di cambio per 791 milioni di euro, da attribuire all'andamento dell'euro nei confronti delle altre valute in cui sono stati emessi i prestiti obbligazionari;
- > minori oneri da attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti per circa 22 milioni di euro, dovuti sostanzialmente all'azzeramento degli interessi per controvalore sconto energia (per dettagli si rimanda alla Nota 34);
- > incremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 76

milioni di euro, prevalentemente a seguito della *Resolución* ENRE n. 1/2016 che ha comportato l'attualizzazione di alcune multe pregresse in contenzioso in Argentina (63 milioni di euro) e dell'aumento degli interessi passivi sul fondo incentivi all'esodo (57 milioni di euro). Tali fenomeni sono solo parzialmente compensati dalla diminuzione degli oneri per il fondo decommissioning (48 milioni di euro) a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne ("SE");

- > maggiori altri oneri finanziari per 260 milioni di euro (349 milioni di euro nel 2016 e 89 milioni di euro nel 2015), sostanzialmente riconducibili all'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding (negativo per 220 milioni di euro) in virtù dell'aggiornamento di alcuni dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE,

l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Si segnala che la valutazione

della partecipazione prende in considerazione la miglior stima a oggi di tali parametri, che dipendono anche dal rispetto del budget e del tempo di completamento dell'impianto di Mochovce.

12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (154) milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Proventi da partecipazione in società collegate	115	152	(37)	-24,3%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(269)	(100)	(169)	-
Totale	(154)	52	(206)	-

La quota di proventi e oneri derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si decrementa, rispetto all'anno precedente, di 206 milioni di euro. Tale variazione è da riferire sostanzialmente all'adeguamento di valore rilevato sulla partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (219 milioni di euro) a seguito delle sopracitate modifiche ai parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta

di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce. Si segnala che la valutazione della partecipazione prende in considerazione la miglior stima a oggi di tali parametri, che dipendono anche dal rispetto del budget e del tempo di completamento dell'impianto di Mochovce.

13. Imposte - Euro 1.993 milioni

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Imposte correnti	1.695	2.061	(366)	-17,8%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	1	(19)	20	-
Totale imposte correnti	1.696	2.042	(346)	-16,9%
Imposte differite	(312)	(125)	(187)	-
Imposte anticipate	609	(8)	617	-
TOTALE	1.993	1.909	84	4,4%

Le imposte dell'esercizio 2016 risultano pari a 1.993 milioni di euro, mentre nel 2015 presentavano un saldo di 1.909 milioni di euro.

Il maggiore ammontare delle imposte del 2016 rispetto all'esercizio precedente, pari a 84 milioni di euro, oltreché risentire del maggior risultato *ante* imposte, risente essenzialmente:

> del maggior carico fiscale rilevato nel 2016 a seguito dell'a-

degumento della fiscalità differita per 60 milioni di euro dovuto alla modifica delle aliquote di imposta sul reddito in Perù da un'aliquota discendente (27% per il biennio 2017-2018 e 26% a seguire) a una fissa pari al 29,5%;

> del rilevamento nel 2015 dell'adeguamento negativo delle attività nette per imposte anticipate per 197 milioni di euro per effetto della Legge di Stabilità che ha ridotto l'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;

> del diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquo-

te fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016 le plusvalenze su Hydro Dolomiti Enel e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power

Holding; nel 2015, la plusvalenza da cessione di SE Hydro-power e la rimisurazione al fair value e il negative goodwill di 3Sun).

Milioni di euro

	2016		2015	
Risultato <i>ante</i> imposte	5.780		5.281	
Imposte teoriche	1.590	27,5%	1.452	27,5%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	118		(51)	
Maggiori imposte per delta aliquote su variazioni fiscali temporanee dell'esercizio	44		-	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	55		197	
IRAP	208		250	
Altre differenze, effetto diverse aliquote estere e partite minori	(22)		61	
Totale	1.993		1.909	

14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 9.975.849.408 azioni, rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nell'esercizio (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

Si rammenta come l'effetto della variazione nel numero di azioni ordinarie nel corso dell'esercizio 2016 sia da ricondursi all'operazione di scissione parziale non proporzionale di Enel Green Power SpA a favore di Enel SpA, che ha portato all'emissione di

763.322.151 nuove azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna in data 31 marzo 2016, per effetto della quale il capitale sociale della Capogruppo è ora costituito di 10.166.679.946 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Il numero di azioni ordinarie assunto alla base del calcolo del risultato per azione è dunque il frutto della ponderazione del numero di azioni in essere per la rispettiva frazione di anno in cui le stesse sono state in circolazione.

	2016	2015	2016-2015	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.570	2.196	374	17,0%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	2.570	2.196	374	17,0%
Numero medio di azioni ordinarie	9.975.849.408	9.403.357.795	572.491.613	6,1%
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,26	0,23	0,03	13,0%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,26	0,23	0,03	13,0%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

15. Immobili, impianti e macchinari - *Euro 76.265 milioni*

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2016 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali
Costo storico	663	8.788	147.014	400
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	4.959	85.910	323
Consistenza al 31.12.2015	663	3.829	61.104	77
Investimenti	2	110	1.316	20
Passaggi in esercizio	(20)	412	4.709	5
Differenze di cambio	19	103	1.138	-
Variazioni perimetro di consolidamento	(5)	(186)	(1.426)	(1)
Dismissioni	(1)	(28)	(86)	(1)
Ammortamenti	-	(137)	(3.800)	(17)
Impairment	-	-	(121)	-
Ripristini di valore	-	-	2	-
Altri movimenti	2	23	159	(4)
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(4)	-
Totale variazioni	(3)	297	1.887	2
Costo storico	660	9.224	152.781	414
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	5.098	89.790	335
Consistenza al 31.12.2016	660	4.126	62.991	79

Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
1.289	1.030	364	6.468	166.016
1.035	258	224	-	92.709
254	772	140	6.468	73.307
39	7	12	6.131	7.637
56	-	29	(5.191)	-
10	8	(2)	412	1.688
(4)	-	(1)	(577)	(2.200)
(2)	(2)	-	(81)	(201)
(75)	(45)	(42)	-	(4.116)
-	-	-	(159)	(280)
-	-	-	-	2
(8)	(10)	13	262	437
-	-	-	(5)	(9)
16	(42)	9	792	2.958
1.336	1.015	402	7.260	173.092
1.066	285	253	-	96.827
270	730	149	7.260	76.265

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente depreciable per un valore netto di libro di 9.459 milioni di euro (8.516 milioni di euro al 31 dicembre 2015), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica nella penisola iberica e in America Latina per 5.280 milioni di euro (5.155 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in America Latina per 3.630 milioni di euro (2.998 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Per i "Beni in leasing" si rinvia alla successiva Nota 17.

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2016 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 7.637 milioni di euro, registrano un incremento rispetto al 2015 di 1.284 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione da fonte eolica e solare.

Milioni di euro

	2016	2015
Impianti di produzione:		
- termoelettrici	694	757
- idroelettrici	551	807
- geotermoelettrici	265	197
- nucleari	115	128
- con fonti energetiche alternative	3.407	1.900
Totale impianti di produzione	5.032	3.789
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.558	2.466
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	47	98
TOTALE	7.637	6.353

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 5.032 milioni di euro, con un incremento di 1.243 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito dei maggiori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative e principalmente relativi a impianti eolici per 2.207 milioni di euro e impianti fotovoltaici per 1.185 milioni di euro. Per quanto riguarda la distribuzione geografica, si segnala la crescita degli investimenti in Nord America, America Latina e Sudafrica.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.558 milioni di euro e risultano in incremento di 92 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento è riferibile essenzialmente ad attività legate al miglioramento e al mantenimento dei livelli standard di qualità del servizio in Italia.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2016 si riferisce principalmente alle cessioni effettuate nel mese di dicembre negli Stati Uniti a seguito degli accordi di joint venture con General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron e Lindahl).

Gli "Impairment" sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 280 milioni di euro; per le analisi di dettaglio si rinvia alla Nota 8.d.

Oltre ai già citati impairment sulle CGU EGP Romania e

Nuove Energie, al 31 dicembre 2016 sono stati svolti i test di recuperabilità dei valori delle attività di alcune altre CGU (Enel Russia, EGP Hellas ed Enel Produzione) che presentavano indicatori di impairment, a esito dei quali ne è emersa la sostanziale recuperabilità. Le assunzioni di base utilizzate nello svolgimento di tali test sono riepilogate nella tabella di dettaglio alla successiva Nota 20.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso identificato per tali CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo ed EBITDA, ipotizzando variazioni individuali di ciascuna assunzione fino al 5% del valore utilizzato nei test. All'interno di tali range di variazione, è emerso che:

- > per la CGU Enel Produzione, i principali driver di valore risultano sostanzialmente allineati a quelli di break even;
- > per la CGU Enel Russia, il raggiungimento dei livelli di break even dei principali driver di valore è prevista al verificarsi di un incremento dell'1,5% del WACC pre-tax, di una riduzione dell'1,2% del tasso di crescita e di una contrazione dello 0,9% dell'EBITDA.

Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 201 milioni di euro (208 milioni di euro nel 2015), come di seguito dettagliati.

Milioni di euro

	2016	Tasso %	2015	Tasso %	2016-2015	
Gruppo Enel Green Power	146	5,2%	80	5,2%	66	45,2%
Gruppo Enel Américas	28	18,1%	104	23,7%	(76)	-
Gruppo Enel Chile	4	9,0%	-	-	4	-
Gruppo Endesa	8	2,6%	7	2,7%	1	12,5%
Enel Produzione	13	4,8%	15	4,7%	(2)	-15,4%
Enel Trade	2	0,4%	2	0,4%	-	-
Totale	201⁽¹⁾		208⁽²⁾		(7)	-3,5%

(1) Il dato non include 46 milioni di euro riferiti al periodo in cui Slovenské elektrárne è stata riclassificata come "posseduta per la vendita".

(2) Il dato non include 51 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 537 milioni di euro.

16. Infrastrutture comprese nell'"IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"

Gli accordi per servizi in concessione, rilevati in base all'IFRIC 12, si riferiscono a talune infrastrutture asservite alle concessioni del servizio di distribuzione di energia elettrica in Brasile.

Nella seguente tabella si riepilogano gli elementi rilevanti di tali concessioni.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della concessione	Periodo residuo della concessione	Opzione di rinnovo	Totale	Totale
							riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2016	riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2016
Ampla Energia e Serviços	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	10 anni	Sì	654	1.079
Companhia Energética do Ceará	Stato brasiliano	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	11 anni	Sì	322	876
Enel Green Power Mourão	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	29 anni	No	8	-
Enel Green Power Paranapanema	Stato brasiliano	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	29 anni	No	38	-
Totale							1.022	1.955

Il valore dei beni al termine della concessione, classificati tra le attività finanziarie, è valutato al fair value. Per mag-

giori dettagli si rimanda alla Nota 45 "Attività misurate al fair value".

17. Leasing

Il Gruppo, in veste di locatario, è titolare di una serie di contratti di leasing finanziario. In particolare, sono relativi ad alcuni beni che il Gruppo utilizza in Spagna, Perù, Italia e Grecia. In Spagna questi si riferiscono a un contratto di "tolling" della durata di 25 anni (19 residui), la cui analisi ai sensi dell'IFRIC 4 ha portato all'identificazione di un contratto di locazione finanziaria in esso contenuto, secondo il quale Endesa ha a disposizione la capacità di generazione di un impianto a ciclo combinato per il quale il toller Elecgas si impegna a trasformare il gas in energia elettrica fornita in cambio di un pedaggio remunerato a un tasso del 9,62%.

In Perù si segnalano i contratti relativi al finanziamento della

conversione a ciclo combinato della centrale di Ventanilla (con una durata media di otto anni, e che sono remunerati a un tasso annuo di Libor + 1,75%) al 31 dicembre 2016, nonché un contratto che ha finanziato la costruzione di un nuovo impianto a ciclo aperto nella centrale di Santa Rosa (con una durata di nove anni e interessi a un tasso annuale di Libor + 1,75%).

Gli altri contratti di leasing in Italia riguardano impianti eolici che il Gruppo utilizza (con scadenza nel periodo 2030-2031 e un tasso di sconto compreso in un range tra il 4,95% e il 5,5%).

Il valore contabile dei beni detenuti attraverso contratti di leasing finanziario è dettagliato nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2016	2015	2016-2015	
Immobilizzazioni materiali	730	772	(42)	-5,4%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
Totale	730	772	(42)	-5,4%

Nella seguente tabella viene rappresentata la riconciliazione tra il totale dei pagamenti minimi futuri e il loro valore attuale, distinti per scadenza.

Milioni di euro	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri		Valore attuale dei pagamenti minimi futuri	
	Pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri
	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
Periodi:				
2017	108	75	97	58
2018-2021	338	217	322	199
oltre il 2021	625	453	696	498
Totale	1.071	745	1.115	755
Oneri finanziari	(326)		(360)	
Valore attuale dei pagamenti minimi previsti	745		755	

Il Gruppo, sempre in veste di locatario, è inoltre titolare di alcuni contratti di leasing operativo, relativi all'utilizzo di alcuni beni di terzi per finalità industriali, i cui canoni di locazione sono rilevati a Conto economico nella voce "Servizi e altri materiali".

I costi per leasing operativi sono dettagliati nella tabella seguente, che evidenzia una spaccatura tra pagamenti minimi dovuti, canoni potenziali e pagamenti per attività di subleasing.

Milioni di euro

	2016
Pagamenti minimi	2.071
Canoni potenziali	-
Pagamenti per subleasing	-
Totale	2.071

I pagamenti minimi futuri dovuti dal Gruppo per i leasing operativi sono dettagliati, in base alla scadenza, nella successiva tabella.

Milioni di euro

	2016
Periodi:	
entro 1 anno	205
tra 1 e 5 anni	787
oltre 5 anni	1.079
Totale	2.071

18. Investimenti immobiliari - *Euro 124 milioni*

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2016 ammontano a 124 milioni di euro e sono sostanzialmente in linea con il valore dell'anno precedente.

Milioni di euro

	2016
Costo storico	187
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
Consistenza al 31.12.2015	144
Passaggi in esercizio	-
Differenze di cambio	1
Ammortamenti	(8)
Impairment	(6)
Altri movimenti	(7)
Totale variazioni	(20)
Costo storico	167
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
Consistenza al 31.12.2016	124

Gli investimenti immobiliari del Gruppo sono rappresentati da immobili siti in Italia, Spagna e Cile, sui quali non sussistono restrizioni sulla realizzabilità degli investimenti o sulla rimessa dei proventi e incassi connessi alla dismissione. Inoltre, si precisa che il Gruppo non ha obbligazioni contrattuali

per l'acquisizione, la costruzione o lo sviluppo degli investimenti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie. Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda ai paragrafi 45 "Attività misurate al fair value" e 45.1 "Attività con indicazione del fair value".

19. Attività immateriali - Euro 15.929 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali relative all'esercizio 2016 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brev. ind. e di utilizz. opere ing.	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Accordi per servizi in concessione	Altre	Immobil. in corso e acconti	Totale
Costo storico	28	2.999	13.394	2.972	1.642	574	21.609
Fondo ammortamento e impairment cumulati	18	2.418	1.252	1.470	1.216	-	6.374
Consistenza al 31.12.2015	10	581	12.142	1.502	426	574	15.235
Investimenti	4	138	29	361	11	372	915
Passaggi in esercizio	-	222	-	-	32	(254)	-
Differenze di cambio	1	4	624	394	7	16	1.046
Variazioni perimetro di consolidamento	-	(7)	(17)	-	(43)	(1)	(68)
Dismissioni	(13)	-	(123)	(36)	(9)	-	(181)
Ammortamenti	(1)	(278)	(158)	(165)	(114)	-	(716)
Impairment	-	-	(241)	-	-	-	(241)
Ripristini di valore	-	-	5	-	-	-	5
Altri movimenti	(1)	(33)	16	(101)	63	5	(51)
Riclassifica ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(14)	-	-	(1)	(15)
Totale variazioni	(10)	46	121	453	(53)	137	694
Costo storico	19	3.213	13.910	3.946	1.632	711	23.431
Fondo ammortamento e impairment cumulati	19	2.586	1.647	1.991	1.259	-	7.502
Consistenza al 31.12.2016	-	627	12.263	1.955	373	711	15.929

I "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno" sono costituiti in prevalenza dai costi sostenuti per l'acquisizione di software applicativi a titolo di proprietà e a titolo di licenza d'uso a tempo indeterminato. Le principali applicazioni riguardano la fatturazione e gestione clienti, lo sviluppo dei portali internet e la gestione amministrativa dei sistemi aziendali. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in relazione alle residue possibilità di utilizzazione (mediamente tra i tre e i cinque anni).

Le "Concessioni, licenze, marchi e diritti simili" includono gli oneri sostenuti per l'acquisizione della clientela dalle società di vendita del gas e da quelle di distribuzione dell'energia elettrica all'estero. L'ammortamento è calcolato in quote costanti lungo la durata media dei rapporti con i clienti acquisiti o delle concessioni.

Nella tabella che segue sono esposti gli accordi per servizi in concessione non ricompresi nell'applicazione dell'IFRIC 12.

Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo		Opzione di rinnovo	al 31.12.2016	Fair value iniziale
				Periodo della concessione	residuo della concessione			
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito		5.679	5.673
Codensa	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito		1.710	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito		1.716	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perú	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito		671	548
Enel Distributie Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	37 anni	Sì	150	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.776 milioni di euro (9.454 milioni di euro al 31 dicembre 2015) riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.679 milioni di euro), Colombia (1.710 milioni di euro), Cile (1.716 milioni di euro) e Perù (671 milioni di euro), per le quali non è normativamente prevista né prevedibile a oggi una data di scadenza all'esercizio del servizio; sulla base delle previsioni formulate, i flussi di cassa attribuibili a ciascuna cash generating unit, alla quale appartengono le varie concessioni, sono sufficienti a recuperare il valore di iscrizione in bilancio. La variazione dell'anno è esclusivamente riferita alla variazione del tasso di cambio. Per maggiori dettagli sulla voce "Accordi per servizi in concessione" si rimanda alla Nota 24.

La "Variazione del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2016 si riferisce principalmente alle cessioni effettuate nel mese di dicembre negli Stati Uniti a seguito degli accordi di joint venture con General Electric (EGPNA Renewable Energy Partners, Cimarron e Lindahl).

Gli "Impairment" ammontano nel 2016 a 241 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla Nota 8.d.

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività immateriali è pari a 20 milioni di euro.

20. Avviamento - Euro 13.556 milioni

L'“Avviamento” è pari a 13.556 milioni di euro, con un decremento nell'esercizio di 268 milioni di euro.

Milioni di euro	al 31.12.2015			Variaz. perim.
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto	
Endesa ⁽¹⁾	10.999	(2.392)	8.607	157
America Latina	3.285	-	3.285	-
Gruppo Enel Green Power ⁽²⁾	798	(132)	666	(157)
Enel Energia	579	-	579	-
Enel Distributie Muntenia	548	-	548	-
Enel Energie Muntenia	113	-	113	-
Nuove Energie	26	-	26	-
Totale	16.348	(2.524)	13.824	-

(1) Include Enel Green Power España.

(2) Include Enel Green Power Latin America, Enel Green Power North America, Enel Green Power Hellas, Enel Green Power Romania, Enel Green Power Bulgaria ed Enel Green Power Italia.

La “Variazione del perimetro di consolidamento” si riferisce principalmente alla cessione a Endesa della partecipazione in Enel Green Power España.

Gli “Altri movimenti” si riferiscono principalmente alla riduzione del goodwill sulle due società rumene Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, conseguente:

- > all'aggiustamento di valore del debito relativo alla put option sul 13,6% in base a quanto stabilito dall'arbitrato internazionale con SAPE conclusosi nel febbraio 2017;
- > alla riduzione del 10% dell'interessenza del Gruppo a seguito del venir meno del diritto degli ex dipendenti di esercitare il tag along right agganciato alla put option in base a ulteriori analisi di natura legale asseverate da legali esterni.

Si precisa come l'operazione sia stata rappresentata contabilmente in conformità a quanto previsto dai paragrafi 65A-65E dell'IFRS 3, i quali rinviano alla precedente versione dell'IFRS 3 per i diritti di opzione concessi all'epoca in cui questo era vigente; tale principio prevedeva la possibilità di

iscrivere le variazioni del debito per put option in contropartita ad avviamento, qualora il diritto d'opzione fosse stato concesso in sede di business combination e assimilato, ai fini del trattamento contabile, a una contingent consideration.

I criteri adottati per l'identificazione delle cash generating unit (CGU) si sono basati, coerentemente con la visione strategica e operativa del management, essenzialmente sulla natura specifica del business di riferimento, sulle regole di funzionamento e le normative dei mercati in cui si opera e tenendo conto anche dell'organizzazione aziendale nonché del livello di analiticità della reportistica monitorata dal management.

La stima del valore recuperabile degli avviamenti iscritti in bilancio è stata effettuata determinando il valore d'uso delle CGU in esame mediante l'utilizzo di modelli discounted cash flow, che prevedono la stima dei flussi di cassa attesi e l'applicazione di un appropriato tasso di attualizzazione, determinato utilizzando input di mercato quali tassi risk-free, beta e market risk premium.

Differ. cambio	Impairment	Altri movimenti	al 31.12.2016		
			Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
-	-	-	11.157	(2.393)	8.764
-	-	-	3.285	-	3.285
16	(5)	(16)	641	(137)	504
-	-	-	579	-	579
-	-	(187)	361	-	361
-	-	(50)	63	-	63
-	(26)	-	26	(26)	-
16	(31)	(253)	16.112	(2.556)	13.556

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima e de-sumibili:

- > per il periodo esplicito, dal piano industriale quinquennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, contenente le previsioni in ordine ai volumi, ai ricavi, ai costi operativi, agli investimenti, agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili macroeconomiche (inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio) e delle commodity. Si segnala che il periodo esplicito dei flussi di cassa preso in considerazione per l'impairment test varia in funzione delle specificità e dei cicli economici dei business relativi alle diverse CGU sottoposte a tale procedura. Tali differenze di durata sono generalmente definite in base ai diversi tempi medi di realizzazione delle opere e di messa in esercizio degli investimenti caratteristici degli specifici business che compongono le CGU (generazione convenzionale, nucleare, rinnovabile, distribuzione ecc.);
- > per gli anni successivi, tenendo in considerazione le ipote-

si sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili che determinano i flussi di cassa, la vita media utile residua degli asset o la durata delle concessioni.

In particolare, il valore terminale è stato stimato come rendita perpetua o rendita annua con un tasso di crescita nominale pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese di appartenenza e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento. Il valore d'uso determinato secondo le modalità sopra descritte è risultato superiore a quello iscritto in bilancio, a eccezione di quanto indicato successivamente.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principali driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Di seguito vengono riportati i risultati delle analisi di sensibilità relative alle CGU con avviamento e senza avviamento iscritto, alla data di chiusura del periodo, i tassi di sconto

adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
al 31.12.2016					
CGU con avviamento iscritto					
Endesa - Penisola iberica	8.607	1,40%	7,78%	5 anni	Perpetuità
Endesa - America Latina ⁽⁴⁾	3.285	2,71%	8,83%	5 anni	Perpetuità
Enel Romania ⁽⁵⁾	424	2,00%	7,24%	5 anni	Perpetuità
Enel Energia	579	0,23%	12,16%	5 anni	15 anni
Enel Green Power España	157	1,60%	7,99%	5 anni	13 anni
Enel Green Power Latin America	360	3,27%	8,72%	5 anni	21 anni
Enel Green Power North America	121	2,20%	6,03%	5 anni	21 anni
Nuove Energie	-	-	10,06%	29 anni	-
Enel Green Power Italia	23	1,50%	8,49%	5 anni	Perpetuità/16 anni ⁽⁶⁾
Enel Green Power Bulgaria	-	-	7,51%	5 anni	13 anni
CGU senza avviamento iscritto ma oggetto di test di impairment in presenza di appositi indicatori previsti da IAS 36					
Enel Russia	-	2,93%	14,86%	5 anni	Perpetuità
Enel Produzione	-	0,65%	9,65%	5 anni	Perpetuità
Enel Green Power Romania	-	2,00%	7,26%	5 anni	15 anni
Enel Green Power Hellas	-	-	13,83%	5 anni	16 anni

(1) Tasso di crescita perpetua del flusso di cassa dopo il periodo esplicito.

(2) WACC pre-tax calcolato con il metodo iterativo: il tasso di sconto che permette che il valore d'uso calcolato con i flussi pre-tax sia equivalente a quello calcolato con flussi post-tax scontati al WACC post-tax.

(3) Il valore del terminal value è stato stimato attraverso una rendita perpetua o una rendita attesa annua a rendimento crescente per gli anni indicati in colonna.

(4) L'avviamento include quota parte dell'avviamento riferito a Enel Green Power España.

(5) Comprende tutte le società operanti in Romania.

(6) Il valore del terminal value di EGP Italia è stato stimato attraverso una rendita perpetua per gli impianti idroelettrici e geotermici e attraverso una rendita attesa annua a rendimento crescente di lunghezza pari a 16 anni per le altre tecnologie (eolico, solare, biomasse) (17 anni al 31 dicembre 2015).

Al 31 dicembre 2016 dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill è emersa una perdita di valore di 26 milioni di euro sulla CGU Nuove Energie e di 5 milioni di euro sulla CGU Enel Green Power Bulgaria.

Al 31 dicembre 2015 era stata rilevata una perdita di valore di 155 milioni di euro sulla CGU Enel Green Power Romania, dei quali 13 milioni di euro attribuiti a goodwill e la restante parte allocata tra agli asset di generazione.

Importo	Tasso di crescita ⁽¹⁾	Tasso di sconto WACC pre-tax ⁽²⁾	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value ⁽³⁾
al 31.12.2015				
8.607	1,77%	7,90%	5 anni	Perpetuità
3.285	3,12%	8,42%	5 anni	Perpetuità
660	2,30%	7,65%	5 anni	Perpetuità
579	0,16%	11,92%	5 anni	15 anni
157	2,00%	7,63%	5 anni	12 anni
350	3,34%	8,16%	5 anni	21 anni
131	2,20%	9,27%	5 anni	19 anni
26	0,20%	9,94%	9 anni	16 anni
23	2,00%	8,50%	5 anni	Perpetuità/17 anni ⁽⁶⁾
5	2,20%	8,09%	5 anni	14 anni
-	4,00%	15,31%	5 anni	Perpetuità
-	0,82%	9,06%	5 anni	Perpetuità
-	2,30%	8,08%	5 anni	16 anni
-	-	13,61%	5 anni	21 anni

21. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 6.665 milioni ed euro 8.768 milioni

Nel seguito vengono dettagliati i movimenti delle "Attività per imposte anticipate" e delle "Passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali, determinati sulla base

delle aliquote fiscali previste dai provvedimenti in vigore, nonché l'ammontare delle attività per imposte anticipate compensabili, ove consentito, con le passività per imposte differite.

Milioni di euro	Incr./(Decr.) con imputazione a Conto economico	Incr./(Decr.) con imputazione a patrimonio netto	
al 31.12.2015			
Attività per imposte anticipate:			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.998	(294)	-
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.456	(57)	14
- perdite fiscalmente riportabili	145	17	-
- valutazione strumenti finanziari	824	(25)	(80)
- benefici al personale	620	(61)	63
- altre partite	2.343	(212)	(34)
Totale	7.386	(632)	(37)
Passività per imposte differite:			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.606	(300)	(2)
- valutazione strumenti finanziari	433	(15)	(29)
- altre partite	1.938	(15)	(29)
Totale	8.977	(330)	(60)
Attività per imposte anticipate non compensabili			
Passività per imposte differite non compensabili			
Passività per imposte differite nette compensabili			

Le "Attività per imposte anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2016 in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità sono pari a 6.665 milioni di euro (7.386 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

La variazione rilevata nel corso dell'anno, pari a 721 milioni di euro, risente principalmente dell'effetto fiscale relativo a componenti di reddito non riconosciute fiscalmente, in particolare relativamente agli strumenti derivati e ai fondi rischi. Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 1.185 milioni di euro, in quanto sulla base delle attuali stime sui futuri imponibili fiscali non si ritiene probabile la loro recuperabilità.

Le "Passività per imposte differite", pari a 8.768 milioni di

euro al 31 dicembre 2016 (8.977 milioni di euro al 31 dicembre 2015), accolgono essenzialmente la determinazione degli effetti fiscali sugli adeguamenti di valore delle attività acquisite in sede di allocazione definitiva del costo delle acquisizioni effettuate nei vari esercizi e la fiscalità differita sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali, inclusi gli ammortamenti anticipati, e quelli determinati in base alla vita utile dei beni.

La variazione dell'esercizio, pari a 209 milioni di euro, include l'adeguamento (pari a 60 milioni di euro) della fiscalità differita rilevato a seguito della modifica delle aliquote di imposta sul reddito in Perù da un'aliquota discendente (27% per il biennio 2017-2018 e 26% a seguire) a una fissa pari al 29,5%.

Variazione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
al 31.12.2016				
(18)	106	11	(7)	1.796
7	60	41	-	1.521
(2)	(82)	4	(1)	81
-	(2)	2	3	722
1	-	14	-	637
-	(207)	17	1	1.908
(12)	(125)	89	(4)	6.665
(25)	(147)	310	9	6.451
-	(5)	1	-	385
1	19	18	-	1.932
(24)	(133)	329	9	8.768
				3.426
				3.741
				1.788

22. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 1.558 milioni

Le partecipazioni in imprese a controllo congiunto e collegate valutate con il metodo del patrimonio netto sono di seguito dettagliate.

Milioni di euro		Quota %	Impatto a Conto economico	Variaz. perim.
	al 31.12.2015			
Società a controllo congiunto				
EGPNA Renewable Energy Partners	-	-	4	401
OpEn Fiber	-	-	-	355
Slovak Power Holding	-	-	(219)	375
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	110	50,0%	2	52
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	63	38,9%	10	-
RusEnergoSbyl	32	49,5%	34	-
Energie Electrique de Tahaddart	30	32,0%	6	-
Drift Sand Wind Project LLC	-	-	-	20
Empresa de Energía de Cundinamarca	29	40,4%	1	(30)
Electrogas	16	42,5%	6	-
Transmisora Eléctrica de Quillota	10	50,0%	2	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	8	51,0%	(2)	-
PowerCrop	4	50,0%	(2)	-
Società collegate				
Elica 2	50	30,0%	-	-
CESI	39	42,7%	4	-
Tecnatom	33	45,0%	1	-
GNL Quintero	22	20,0%	4	(6)
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33,5%	3	-
Terrae	12	20,0%	-	(12)
Compañía Eólica Tierras Altas	14	35,6%	(1)	-
Altre minori	118	-	(7)	-
Totale	607	-	(154)	1.155

La voce "Variazione di perimetro" presenta un saldo positivo complessivamente pari a 1.155 milioni di euro, sostanzialmente riferibile:

- > alla residua quota partecipativa del 50% in Slovak Power Holding, società dove è confluita la partecipazione del 66% di Slovenské elektrárne e che poi è stata ceduta per il 50% a fine luglio 2016;
- > alla quota del 50% in OpEn Fiber (già Enel OpEn Fiber), residua dopo la cessione del 50% a F2i avvenuta a fine dicembre 2016;
- > alla quota del 50% in Enel Green Power North America Renewable Energy Partners (EGPNA REP), veicolo nella quale sono confluiti (e confluiranno in futuro) gli impianti

operanti negli Stati Uniti per i quali è stato raggiunto un accordo di partnership con General Electric.

Tali effetti sono parzialmente compensati dal passaggio a consolidamento con il metodo line by line per quanto riguarda gli asset di Empresa de Energía de Cundinamarca, conseguente alla fusione della stessa società in Codensa.

La voce "Impatto a Conto economico" è costituita prevalentemente dagli oneri pari a 219 milioni di euro relativi alla svalutazione della joint venture Slovak Power Holding.

Per quest'ultima, in presenza di un accordo tra Enel Produzione ed EP Slovakia che prevede reciproci diritti e obblighi alla vendita (da parte della prima) e all'acquisto (da

Dividendi	Altri movim.		Quota %
al 31.12.2016			
-	15	420	50,0%
-	-	355	50,0%
-	-	156	50,0%
-	-	164	50,0%
(9)	7	71	43,8%
-	5	71	49,5%
(5)	-	31	32,0%
-	(3)	17	35,0%
-	-	-	-
(5)	-	17	42,5%
-	-	12	50,0%
-	3	9	51,0%
-	-	2	50,0%
-	(5)	45	30,0%
(1)	-	42	42,7%
-	-	34	45,0%
(1)	(19)	-	-
(3)	-	17	33,5%
-	-	-	-
-	-	13	35,6%
(10)	(19)	82	-
(34)	(16)	1.558	-

parte della seconda) della residua interessenza del 50% detenuta in Slovak Power Holding al verificarsi di determinati eventi futuri connessi al completamento delle unità 3 e 4 di Mochovce della controllata Slovenské elektrárne ("SE"), la valutazione di eventuali perdite di valore è effettuata determinando il valore recuperabile dell'investimento attraverso l'applicazione della formula di prezzo definita nell'accordo di cessione della partecipazione nel 66% del capitale sociale di SE, il quale si basa su vari parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di SE, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di SE misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce.

Si segnala che l'applicazione del metodo del patrimonio netto alle partecipazioni in RusEnergSbyt e PowerCrop incorpora un avviamento implicito, rispettivamente pari a 27 milioni e a 9 milioni di euro.

La seguente tabella illustra le informazioni finanziarie delle principali società a controllo congiunto e collegate per il

Gruppo, non classificate come possedute per la vendita secondo quanto previsto dall'IFRS 5.

Milioni di euro	Attività non correnti		Attività correnti		Totale attivo	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Società a controllo congiunto						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	22	20	1	1	23	21
OpEn Fiber	769	-	240	-	1.009	-
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	279	289	70	39	349	328
RusEnergoSbyt	6	4	213	108	219	112
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	277	326	134	140	411	466
Energie Electricque de Tahaddart	111	120	32	32	143	152
PowerCrop	40	41	41	16	81	57
Società collegate						
Tecnatom	77	77	58	69	135	146
Suministradora Eléctrica de Cádiz	74	76	18	16	92	92
Compañía Eólica Tierras Altas	35	40	2	4	37	44

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
-	-	5	4	5	5	18	16
-	-	299	-	299	-	710	-
139	147	4	6	143	153	206	175
-	-	129	104	129	104	90	8
163	214	84	90	247	304	164	162
9	26	36	33	45	59	98	93
1	1	61	33	62	34	19	23
31	28	26	46	57	74	78	72
23	24	17	17	40	41	52	51
1	2	2	4	3	6	34	38

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Società a controllo congiunto						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(6)	(7)	(6)	(7)
OpEn Fiber	15	-	(11)	-	(9)	-
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	26	10	5	2	5	2
RusEnergoSbyt	1.991	2.019	86	94	69	76
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	207	221	31	29	22	21
Energie Electrique de Tahaddart	56	55	28	26	19	18
PowerCrop	-	2	(4)	(2)	(4)	(2)
Società collegate						
Tecnatom	88	5	1	5	1	5
Suministradora Eléctrica de Cádiz	15	15	8	8	8	8
Compañía Eólica Tierras Altas	8	11	(2)	3	(1)	3

23. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Contratti derivati attivi	1.609	2.343	3.945	5.073
Contratti derivati passivi	2.532	1.518	3.322	5.509

Con riferimento ai contratti derivati classificati tra le attività finanziarie non correnti, si rimanda a quanto commentato nella Nota 44 rispettivamente per i derivati di copertura e i derivati di trading.

24. Altre attività finanziarie non correnti - Euro 3.892 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	146	181	(35)	-19,3%
Partecipazioni in altre imprese	50	56	(6)	-10,7%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi Nota 24.1)	2.621	2.335	286	12,2%
Accordi per servizi in concessione	1.022	631	391	62,0%
Risconti attivi finanziari non correnti	53	71	(18)	-25,4%
Totale	3.892	3.274	618	18,9%

Il totale delle "Attività finanziarie non correnti" si incrementa nel 2016 di 618 milioni di euro rispetto al valore dell'anno precedente. La variazione risente in particolar modo dei maggiori crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, così come commentati nella Nota 24.1, e degli accordi per servizi in concessione in Brasile.

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include le parteci-

pazioni per le quali il valore di mercato non risulta facilmente determinabile e che pertanto, in assenza di ipotesi di vendita delle stesse, sono iscritte al costo d'acquisto rettificato per eventuali perdite di valore.

In particolare, il dettaglio delle partecipazioni in altre imprese valutate al fair value e al costo è il seguente.

Milioni di euro	Quota %		Quota %		
	al 31.12.2016		al 31.12.2015		2016-2015
Bayan Resources	139	10,0%	175	10,0%	(36)
Echelon	1	7,1%	2	7,1%	(1)
Galsi	17	17,6%	17	17,6%	-
Altre	39		43		(4)
Totale	196		237		(41)

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa all'aumento del fair value di Bayan Resources, società indonesiana quotata sulla Borsa locale e che opera nel settore dell'estrazione mineraria carbonifera, determinato sulla base delle quotazioni del titolo disponibili sul mercato.

Gli "Accordi per servizi in concessione" si riferiscono ai corrispettivi dovuti dal concedente per la costruzione e/o il miglioramento delle infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione e rilevati a seguito dell'applicazione dell'IFRIC 12.

24.1 Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento finanziario netto

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	117	(117)	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit or loss)	-	45	(45)	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	440	-	440	-
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	15	2	13	-
Crediti finanziari diversi	2.166	2.171	(5)	-0,2%
Totale	2.621	2.335	286	12,2%

I titoli detenuti sino a scadenza e disponibili per la vendita, così come gli investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali, rappresentano gli strumenti finanziari nei quali le società assicurative olandesi investono parte della loro liquidità. Nel corso dell'esercizio, a seguito di nuove valutazioni circa una strategia di investimento di tali società orientata verso una gestione maggiormente attiva del portafoglio, le corrispondenti attività finanziarie sono state riclassificate dalla categoria titoli "detenuti sino a scadenza" alla categoria titoli disponibili per la vendita (available for sale) e valutate secondo i criteri di valutazione previsti per quest'ultima categoria. Inoltre, in considerazione di tale scelta, il Gruppo procederà all'applicazione della tainting rule dello IAS 39, senza dunque classificare attività finanziarie nella categoria dei titoli "detenuti sino a scadenza" per i prossimi due esercizi.

I "Crediti finanziari diversi" si decrementano nel 2016 per 5 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- > incremento dei crediti finanziari verso EGPNA REP Wind Holdings connessi al finanziamento dello sviluppo di nuovi impianti eolici da parte della joint venture per 168 milioni di euro;
- > incremento per 5 milioni di euro a fronte del credito emergente dalla cessione del 50% di Slovak Power Holding; tale

credito è valutato al fair value, determinato sulla base della formula di prezzo contenuta negli accordi con EPH e che tengono conto del modificarsi di alcuni parametri, tra cui l'evoluzione della posizione finanziaria netta di Slovenské elektrárne, l'andamento dei prezzi dell'energia sul mercato slovacco, i livelli di efficienza operativa di Slovenské elektrárne misurati in base a benchmark definiti nel contratto e l'enterprise value delle unità 3 e 4 di Mochovce;

- > decremento per 87 milioni di euro del credito per quote di emissione di CO₂, relativi agli impianti "nuovi entranti";
- > riclassifica della quota a breve termine di 46 milioni di euro dei crediti vantati verso Cassa per i servizi energetici e ambientali (già Conguaglio Settore Elettrico), il cui saldo complessivo è pari a 340 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (386 milioni di euro al 31 dicembre 2015), relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla sostituzione anticipata dei misuratori elettromeccanici;
- > riclassifica pari a 56 milioni di euro della quota a breve del credito relativo al rimborso, previsto dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ("AEEGSI") attraverso la delibera n. 157/12, degli oneri per la soppressione del "Fondo Pensione Elettrici", il cui importo complessivo è pari a 280 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (336 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

25. Altre attività non correnti - Euro 706 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	106	67	39	58,2%
Altri crediti	600	810	(210)	-25,9%
Totale	706	877	(171)	-19,5%

La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2016 include principalmente crediti tributari per 301 milioni di euro (463 milioni di euro al 31 dicembre 2015), depositi cauzionali per 157 milioni di euro (16 milioni di euro a fine 2015), anticipi a fornitori per 1 milione di euro (141 milioni di euro a fine 2015) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 51 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Il decremento dell'anno è riconducibile principalmente al rimborso a Enel SpA del credito (pari a 229 milioni di euro comprensivo della quota capitale e interessi) relativo alle annualità 2004-2010 e vantato nei confronti dell'Agenzia delle Entrate per maggiori imposte sui redditi versate per effetto della mancata deduzione parziale dell'IRAP nella determinazione del reddito imponibile IRES.

26. Rimanenze - Euro 2.564 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Materie prime, sussidiarie e di consumo:				
- combustibili	1.119	1.212	(93)	-7,7%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	812	819	(7)	-0,9%
Totale	1.931	2.031	(100)	-4,9%
Certificati ambientali:				
- CO ₂ emissioni inquinanti	412	680	(268)	-39,4%
- certificati verdi	7	78	(71)	-91,0%
- certificati di efficienza energetica	-	1	(1)	-
Totale	419	759	(340)	-44,8%
Immobili destinati alla vendita	65	68	(3)	-4,4%
Acconti	149	46	103	-
TOTALE	2.564	2.904	(340)	-11,7%

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo, pari a 1.931 milioni di euro al 31 dicembre 2016 (2.031 milioni di euro al 31 dicembre 2015), sono costituite dalle giacenze di combustibili destinati a soddisfare le esigenze delle società di generazione e l'attività di trading, nonché da materiali e apparecchi destinati alle attività di funzionamento, manutenzione e costruzione di impianti di generazione e reti di distribuzione.

Nel corso dell'anno il decremento complessivo delle rimanenze (340 milioni di euro) è da ricondurre principalmente alla riduzione delle giacenze di gas e degli altri combustibili a seguito del calo dei prezzi medi e al calo delle rimanenze relative ai certificati verdi. Gli immobili destinati alla vendita si riferiscono a unità residue del patrimonio immobiliare del Gruppo, costituite in massima parte da immobili a uso civile.

27. Crediti commerciali - Euro 13.506 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Clienti:				
- vendita e trasporto di energia elettrica	10.488	9.603	885	9,2%
- distribuzione e vendita di gas	1.645	1.755	(110)	-6,3%
- altre attività	1.258	1.396	(138)	-9,9%
Totale crediti verso clienti	13.391	12.754	637	5,0%
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	115	43	72	-
TOTALE	13.506	12.797	709	5,5%

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.027 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 2.085 milioni di euro. Nello specifico, l'incremento del periodo è prevalentemente riconducibile ai più alti crediti per la vendita e il trasporto dell'energia elettrica dovuti alla entrata in vigore, a partire dal 1° gennaio 2016, della modifica, dalla deliberazione AEEGSI n.

268/15 (Codice di Rete), dei termini di pagamento applicati alle fatture per il servizio di trasporto di energia elettrica.

Il decremento delle altre attività si riferisce ai maggiori incassi nel 2016 relativi alla vendita di combustibili.

Per maggiori dettagli sui crediti commerciali si rimanda alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

28. Altre attività finanziarie correnti - Euro 3.053 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	2.924	2.241	683	30,5%
Altre	129	140	(11)	-7,9%
Totale	3.053	2.381	672	28,2%

28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 2.924 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	767	769	(2)	-0,3%
Crediti per factoring	128	147	(19)	-12,9%
Titoli valutati al FVTPL	1	-	1	-
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	1	(1)	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	35	-	35	-
Crediti finanziari e cash collateral	1.082	1.020	62	6,1%
Altre	911	304	607	-
Totale	2.924	2.241	683	30,5%

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" ammontano a 2.924 milioni di euro (2.241 milioni di euro al 31 dicembre 2015). La variazione della voce è principalmente relativa all'aumento dei crediti finanziari registrati da Enel Green Power North America per la cessione di benefici

fiscali riconosciuti negli Stati Uniti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (nello specifico sono riferiti ai progetti riguardanti l'impianto eolico di Lindahl per 174 milioni di euro e di Cimarron Bend II per 258 milioni di euro).

29. Altre attività correnti - Euro 3.044 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	1.025	765	260	34,0%
Anticipi a fornitori	188	219	(31)	-14,2%
Crediti verso il personale	37	26	11	42,3%
Crediti verso altri	913	960	(47)	-4,9%
Crediti tributari diversi	664	706	(42)	-5,9%
Ratei e risconti attivi operativi	146	174	(28)	-16,1%
Attività per lavori in corso su ordinazione	71	48	23	47,9%
Totale	3.044	2.898	146	5,0%

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono i crediti relativi al sistema Italia per 862 milioni di euro (664 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e al sistema Spagna per 147 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2015). L'incremento di tale voce nel periodo deriva principalmente dai maggiori crediti verso il Gestore dei Servizi Energetici (GSE) per i certificati verdi (80 milioni di euro) nonché dall'accertamento della perequazione acquisti energia rilevata dalla società italia-

na operante nella vendita di energia elettrica ai clienti regolati. Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine per 106 milioni di euro (67 milioni di euro nel 2015), i crediti operativi verso operatori istituzionali di mercato al 31 dicembre 2016 ammontano complessivamente a 1.131 milioni di euro (832 milioni di euro al 31 dicembre 2015), a fronte di debiti per 4.966 milioni di euro (5.122 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

30. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 8.290 milioni

Le disponibilità liquide, dettagliate nella tabella successiva, non sono gravate da vincoli che ne limitano il pieno utilizzo,

con l'eccezione di 52 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2016
Depositi bancari e postali	7.777
Denaro e valori in cassa	298
Altri investimenti di liquidità	215
Totale	8.290

31. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita - *Euro 11 milioni ed euro 0 milioni*

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2016 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2016
Immobili, impianti e macchinari	3.744	10	(3.920)	(74)	246	6
Attività immateriali	7	15	(20)	-	(2)	-
Attività per imposte anticipate	1.066	8	(1.085)	-	11	-
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	209	-	(192)	-	(17)	-
Attività finanziarie non correnti	1.066	-	(1.107)	-	46	5
Altre attività non correnti	18	-	(18)	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	150	8	(124)	-	(34)	-
Attività finanziarie correnti	111	-	(150)	-	39	-
Rimanenze, crediti commerciali e altre attività correnti	483	12	(593)	-	98	-
Totale	6.854	53	(7.209)	(74)	387	11

Le attività possedute per la vendita al 31 dicembre 2016 ammontano a 11 milioni di euro e includono tutte attività minori di scarso rilievo.

Al 31 dicembre 2015 la stessa voce includeva le attività relative a Slovenské elektrárne (6.549 milioni di euro), Hydro Dolomiti Enel (189 milioni di euro), Compostilla RE (111 milioni di euro) e ad altre società minori, che in ragione delle decisioni assunte dal management rispondevano ai requisiti previsti dall'IFRS 5 per la classificazione in tale voce.

Le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2016 si sono praticamente azzerate nel corso del 2016 a seguito del perfezionamento delle dismissioni commentate sopra (Slovenské elektrárne per 5.335 milioni di euro e Compostilla RE per 29 milioni di euro).

Tali passività si movimentano nell'esercizio 2016 nel seguente modo.

Milioni di euro

	al 31.12.2015	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	1.701	-	(1.198)	(503)	-
TFR e altri benefici al personale	68	1	(68)	(1)	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	1.867	-	(1.919)	52	-
Passività per imposte differite	639	-	(639)	-	-
Passività finanziarie non correnti	231	-	(231)	-	-
Altre passività non correnti	2	-	(2)	-	-
Finanziamenti a breve termine	339	16	(1.141)	786	-
Altre passività finanziarie correnti	111	-	(110)	(1)	-
Fondi rischi e oneri quota corrente	19	1	(26)	6	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	387	12	(440)	41	-
Totale	5.364	30	(5.774)	380	-

32. Patrimonio netto totale - *Euro 52.575 milioni*

32.1 Patrimonio netto del Gruppo - *Euro 34.803 milioni*

Capitale sociale - *Euro 10.167 milioni*

Non essendo presenti (e quindi tanto meno esercitati) piani di azionariato approvati dalla Società al 31 dicembre 2016 (così come al 31 dicembre 2015), il capitale sociale di Enel SpA, interamente sottoscritto e versato, risulta pari a 10.166.679.946 euro, rappresentato da altrettante azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro ciascuna.

Tale importo risulta quindi incrementato di 763.322.151 euro, rispetto al precedente ammontare di 9.403.357.795 euro registrato al 31 dicembre 2015, per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale della controllata Enel Green Power SpA in favore di Enel SpA che ha avuto effetto a decorrere dal 31 marzo 2016.

Al 31 dicembre 2016, in base alle risultanze del libro dei Soci e tenuto conto delle comunicazioni inviate alla CONSOB e pervenute alla Società ai sensi dell'art. 120 del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58, nonché delle altre informazioni a disposizione, gli unici azionisti in possesso di una partecipazione superiore al 3% del capitale della Società risultavano il Ministero dell'Economia e delle Finanze (con il 23,585% del capitale sociale) e BlackRock Inc. (con il 5,049% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 30 novembre 2016 a titolo di gestione del risparmio).

Altre riserve - *Euro 5.152 milioni*

Riserva da sovrapprezzo azioni - *Euro 7.489 milioni*

La riserva sovrapprezzo azioni ai sensi dell'art. 2431 del codice civile accoglie, nel caso di emissione di azioni sopra la pari, l'eccedenza del prezzo di emissione delle azioni rispetto al loro valore nominale, ivi comprese quelle derivate dalla conversione di obbligazioni. Tale riserva, che ha natura di riserva di capitale, non può essere distribuita fino a che la riserva legale non abbia raggiunto il limite stabilito dall'art. 2430 del codice civile. La movimentazione del periodo, pari a 2.197 milioni di euro, è relativa all'aumento di capitale sopraccitato e include i costi di transazione al netto del relativo effetto fiscale per 15 milioni di euro.

Riserva legale - *Euro 2.034 milioni*

La riserva legale rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve - *Euro 2.262 milioni*

Includono 2.215 milioni di euro riferiti alla quota residua delle rettifiche di valore effettuate in sede di trasformazione di Enel da ente pubblico a società per azioni.

In caso di distribuzione i relativi ammontari non costituiscono distribuzione di utile ai sensi dell'art. 47 del TUIR.

Riserva conversione bilanci in valuta estera - *Euro (1.005) milioni*

La variazione positiva dell'esercizio, pari a 951 milioni di euro, è dovuta agli effetti del deprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate, oltre che alla variazione di perimetro, negativa per 17 milioni di euro, a seguito della cessione del 50% del capitale di Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne, e dell'acquisizione del 31,71% di Enel Green Power SpA per effetto dell'operazione di scissione parziale non proporzionale che ha comportato la variazione nell'interessenza del Gruppo in società aventi valuta diversa dall'euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - *Euro (1.448) milioni*

Includono gli oneri netti rilevati direttamente a patrimonio netto per effetto di valutazioni su derivati di copertura (cash flow hedge). L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 355 milioni di euro.

Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita - *Euro 106 milioni*

Includono i proventi netti non realizzati relativi a valutazioni al fair value di attività finanziarie.

Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - *Euro (12) milioni*

Tale riserva accoglie la quota di risultato complessivo da rilevare direttamente a patrimonio netto, riferibile alle società valutate con il metodo del patrimonio netto. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 19 milioni di euro.

Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti - Euro (706) milioni

Tale riserva accoglie tutti gli utili e perdite attuariali al netto del relativo effetto fiscale. La variazione è relativa alle minori perdite nette attuariali rilevate nel periodo, prevalentemente da riferire all'andamento dei tassi di attualizzazione. L'importo dell'effetto fiscale cumulato è pari a 112 milioni di euro.

Riserva per cessioni di quote azionarie senza perdita di controllo - Euro (2.398) milioni

Tale riserva accoglie:

- > la plusvalenza realizzata a seguito dell'Offerta Pubblica di Vendita delle azioni di Enel Green Power, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale;
- > la cessione di quote di minoranza rilevata per effetto dell'aumento di capitale sociale di Enersis;
- > la minusvalenza, al netto degli oneri connessi a tale cessione e del relativo effetto fiscale, registrata per effetto della vendita del 21,92% di Endesa attraverso Offerta Pubblica di Vendita;
- > il provento relativo alla cessione di quote di minoranza di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

La variazione del periodo, negativa per 283 milioni di euro, si riferisce al saldo netto tra gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas e della cessione

a terzi di quote di minoranza senza perdita di controllo di Enel Green Power North America Renewable Energy Partners.

Riserva da acquisizioni su non controlling interest - Euro (1.170) milioni

Tale riserva accoglie principalmente l'eccedenza dei prezzi di acquisizione rispetto ai patrimoni netti contabili acquisiti a seguito dell'acquisto da terzi di ulteriori interessenze in imprese già controllate in America Latina (alimentata in esercizi precedenti in relazione all'acquisto di ulteriori quote azionarie in Ampla Energia e Serviços, Ampla Investimentos e Serviços, Eléctrica Cabo Blanco, Coelce, Generandes Perú, Enersis ed Endesa Latinoamérica). La variazione del periodo è relativa alla differenza tra la quota di patrimonio netto acquisito dalle minoranze azionarie di Enel Green Power SpA e il relativo prezzo di acquisto.

Utili e perdite accumulati - Euro 19.484 milioni

Tale riserva accoglie gli utili di esercizi precedenti non distribuiti né accantonati in altre riserve.

Nella tabella seguente viene rappresentata la movimentazione degli utili e delle perdite rilevati negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2015			Variazioni			al 31.12.2016					
	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi	Totale	Di cui Gruppo	Di cui terzi
Riserva conversione bilanci in valuta estera	(4.855)	(1.956)	(2.899)	1.952	-	-	1.952	968	984	(2.903)	(988)	(1.915)
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	(1.697)	(1.341)	(356)	(1.243)	1.275	(66)	(34)	(97)	63	(1.731)	(1.438)	(293)
Riserva da valutazione degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	129	130	(1)	(14)	(6)	(4)	(24)	(24)	-	105	106	(1)
Quota OCI di società collegate valutate a equity	(44)	(54)	10	(28)	10	-	(18)	(7)	(11)	(62)	(61)	(1)
Rimisurazione delle passività/(attività) nette per benefici ai dipendenti	(688)	(551)	(137)	(296)	-	57	(239)	(173)	(66)	(927)	(724)	(203)
Totale utili/(perdite) iscritti a patrimonio netto	(7.155)	(3.772)	(3.383)	371	1.279	(13)	1.637	667	970	(5.518)	(3.105)	(2.413)

32.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
Dividendi pagati nel 2015		
Dividendi relativi al 2014	1.316	0,14
Acconto sul dividendo 2015	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2015	1.316	0,14
Dividendi pagati nel 2016		
Dividendi relativi al 2015	1.627	0,16
Acconto sul dividendo 2016	-	-
Dividendi straordinari	-	-
Totale dividendi pagati nel 2016	1.627	0,16

Si ricorda che, secondo quanto deliberato il 10 novembre 2016 dal Consiglio di Amministrazione, a partire dall'esercizio 2016 è stata adottata una politica di acconto sui dividendi, intesa a ottimizzare la remunerazione degli azionisti: in particolare, il predetto Consiglio di Amministrazione ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo in misura

pari a 0,09 euro per azione, per complessivi 915 milioni di euro. Tale acconto, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017, con "data stacco" della cedola n. 25 coincidente con il 23 gennaio 2017 e record date fissata al 24 gennaio 2017.

Gestione del capitale

Gli obiettivi identificati dal Gruppo nella gestione del capitale sono la salvaguardia della continuità aziendale, la creazione di valore per gli stakeholder e il supporto allo sviluppo del Gruppo. In particolare, il Gruppo persegue il mantenimento di un adeguato livello di capitalizzazione che permetta di realizzare un soddisfacente ritorno economico per gli azionisti e di garantire l'accesso a fonti esterne di finanziamento, anche attraverso il conseguimento di un rating adeguato.

In tale contesto, il Gruppo gestisce la propria struttura di capitale ed effettua aggiustamenti alla stessa, qualora i cambiamenti delle condizioni economiche lo richiedano. Non vi sono state modifiche sostanziali agli obiettivi, alle politiche o ai processi nel corso del 2016.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2016 e 2015 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Posizione finanziaria non corrente	41.336	44.872	(3.536)
Posizione finanziaria corrente netta	(1.162)	(4.992)	3.830
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.621)	(2.335)	(286)
Indebitamento finanziario netto ("debt")	37.553	37.545	8
Patrimonio netto di Gruppo	34.803	32.376	2.427
Interessenze di terzi	17.772	19.375	(1.603)
Patrimonio netto ("equity")	52.575	51.751	824
Indice debt/equity	0,71	0,73	-

32.3 Interessenze di terzi - Euro 17.772 milioni

Nella tabella seguente viene rappresentata la composizione delle interessenze di terzi suddivisa per Divisione.

Milioni di euro	Patrimonio netto di terzi		Risultato del periodo di terzi	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Gruppo Endesa	6.958	6.742	352	280
Gruppo Enel Latinoamérica	9.233	8.052	659	1.032
Gruppo Enel Investment Holding	1.011	803	73	(275)
Gruppo Slovenské elektrárne	-	386	(2)	(3)
Gruppo Enel Green Power	570	3.392	135	142
Totale	17.772	19.375	1.217	1.176

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi risente sia dell'operazione di scissione non proporzionale di Enel Green Power SpA, mediante la quale il Gruppo ha aumentato la quota partecipativa nella società dal 68,29% al 100%, sia della cessione del 50% del capitale di

Slovak Power Holding, società titolare a sua volta del 66% del capitale sociale di Slovenské elektrárne, che ha comportato la perdita del controllo e la valutazione della società con il metodo del patrimonio netto.

33. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	41.336	44.872	4.384	5.733
Finanziamenti a breve termine	-	-	5.372	2.155
Totale	41.336	44.872	9.756	7.888

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

34. Benefici ai dipendenti - Euro 2.585 milioni

Il Gruppo riconosce ai dipendenti varie forme di benefici individuati nelle prestazioni connesse a "trattamento di fine rapporto" di lavoro, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa, sconti sul prezzo di fornitura dell'energia elettrica consumata a uso domestico e altre prestazioni simili. In particolare:

> la voce "Benefici pensionistici" accoglie, per quanto riguarda l'Italia, la stima degli accantonamenti destinati a coprire i benefici relativi al trattamento di previdenza integrativa dei dirigenti in quiescenza e le indennità spettanti al personale, in forza di legge o di contratto, al momento della cessazione del rapporto di lavoro. Per quanto riguarda le società estere tale voce si riferisce invece ai benefici dovuti successivamente alla conclusione del rapporto di lavoro, tra cui si segnalano per significatività i piani per benefici pensionistici di Endesa, in Spagna, che si distinguono in tre tipologie diverse a seconda dell'anzianità del dipendente e della sua provenienza. In generale, a seguito dell'accordo quadro del 25 ottobre 2000, i dipendenti partecipano a un piano dedicato a contribuzione definita per le prestazioni pensionistiche e a un piano a benefici definiti per quanto riguarda i casi di invalidità e di morte di dipendenti in servizio, per la copertura dei quali sono operanti idonee polizze assicurative. Si aggiungono, poi, due piani diversi e a numero chiuso (i) per i dipendenti En-

desa, in servizio e non, per i quali si applicava il contratto collettivo dei lavoratori del settore elettrico *ante* modifica dell'accordo quadro sopra citato e (ii) per i dipendenti provenienti dalle società catalane incorporate in passato (Fecsa/Enher/HidroEmpordà). Entrambi i piani sono a benefici definiti e le prestazioni previste sono integralmente assicurate, eccezion fatta nel primo per le prestazioni in caso di morte di personale già in pensione. Infine, sono presenti alcuni piani pensionistici a benefici definiti in vigore presso le società che operano in Brasile;

- > la voce "Sconto energia" accoglie benefici relativi alla fornitura di energia elettrica afferenti alle società estere. Per quanto riguarda l'Italia, infatti, tale beneficio – assegnato fino alla fine del 2015 ai soli dipendenti in stato di quiescenza – è stato revocato unilateralmente;
- > la voce "Assistenza sanitaria" accoglie le prestazioni garantite a dipendenti o ex dipendenti a fronte di spese mediche da essi sostenute;
- > la voce "Altri benefici" accoglie principalmente premi fedeltà, diffusi in vari Paesi e che per quanto riguarda l'Italia sono relativi alla stima degli oneri destinati alla copertura del beneficio che spetta al personale cui viene applicato il CCNL elettrico, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio), nonché altri piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della Società, del diritto a un controvalore monetario, a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine, rispettiva-

mente, al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro

2016

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE					
Passività attuariale a inizio esercizio	2.126	724	202	285	3.337
Costo normale	14	4	5	50	73
Oneri finanziari	108	19	11	7	145
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	2	-	(2)	1	1
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	221	96	20	10	347
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	9	22	(4)	(14)	13
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	1	-	1	1	3
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	2	-	-	-	2
(Utili)/Perdite su cambi	126	1	14	6	147
Contributi versati dalla società	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	1
Erogazioni	(194)	(28)	(14)	(62)	(298)
Altri movimenti	24	3	4	1	32
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	-
Passività attuariale a fine esercizio (A)	2.440	841	237	284	3.802
VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI					
Fair value dei plan asset a inizio esercizio	1.110	-	-	-	1.110
Proventi finanziari	75	-	-	-	75
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	40	-	-	-	40
(Utili)/Perdite su cambi	104	-	-	-	104
Contributi versati dalla società	136	28	14	22	200
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	1
Erogazioni	(194)	(28)	(14)	(22)	(258)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-
Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)	1.272	-	-	-	1.272
EFFETTO DELL'ASSET CEILING					
Asset ceiling a inizio esercizio	57	-	-	-	57
Proventi finanziari	5	-	-	-	5
Cambi nell'asset ceiling	(20)	-	-	-	(20)
(Utili)/Perdite su cambi	13	-	-	-	13
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-
Asset ceiling a fine esercizio (C)	55	-	-	-	55
Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)	1.223	841	237	284	2.585

2015

Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
2.458	1.927	223	263	4.871
24	6	5	54	89
106	41	10	8	165
1	-	-	-	1
(124)	(66)	(8)	4	(194)
10	(196)	2	4	(180)
(43)	-	-	(5)	(48)
1	(902)	-	-	(901)
(157)	(1)	(17)	(6)	(181)
-	-	-	-	-
1	-	-	-	1
(154)	(88)	(13)	(39)	(294)
4	3	-	2	9
(1)	-	-	-	(1)
2.126	724	202	285	3.337
1.252	-	-	-	1.252
68	-	-	-	68
(30)	-	-	-	(30)
(125)	-	-	-	(125)
98	88	13	24	223
1	-	-	-	1
(154)	(88)	(13)	(24)	(279)
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
1.110	-	-	-	1.110
68	-	-	-	68
5	-	-	-	5
2	-	-	-	2
(18)	-	-	-	(18)
-	-	-	-	-
57	-	-	-	57
1.073	724	202	285	2.284

Milioni di euro

	2016	2015
(Utili)/Perdite a Conto economico		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	34	(5)
Oneri finanziari netti	78	102
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	2	(901)
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	42	46
Altri movimenti	(4)	1
Totale	152	(757)

Milioni di euro

	2016	2015
Variazione negli (utili)/perdite in OCI		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(40)	30
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	365	(374)
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(20)	2
Altri movimenti	(9)	(2)
Totale	296	(344)

La variazione nel costo rilevato a Conto economico, pari a 909 milioni di euro, è principalmente attribuibile alla cancellazione, avvenuta nel 2015 per le sole società italiane, del piano di sconto energia agli ex dipendenti del Gruppo, che ha comportato il rilascio della relativa passività.

In aggiunta, le disposizioni integrative previste negli accordi sindacali attuativi del nuovo piano art. 4 emesso a dicembre

2015 ha determinato l'adeguamento della passività associata ad altri piani per benefici a dipendenti.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 1.272 milioni di euro al 31 dicembre 2016. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2016	2015
Investimenti quotati in mercati attivi		
Azioni	2%	4%
Titoli a reddito fisso	35%	25%
Investimenti immobiliari	5%	4%
Altro	1%	1%
Investimenti non quotati		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	57%	67%
Totale	100%	100%

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti e delle attività al servizio

dei piani, determinate in coerenza con l'esercizio precedente, sono evidenziate nella seguente tabella.

	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi	Italia	Iberia	America Latina	Altri Paesi
	2016				2015			
Tasso di attualizzazione	0,30%- 1,40%	0,64%- 1,75%	4,70%- 12,31%	1,40%- 8,36%	0,50%- 2,15%	1,17%- 2,56%	4,95%- 14,21%	2,03%- 9,72%
Tasso di inflazione	1,40%	2,00%	3,00%- 6,00%	1,40%- 4,84%	1,60%	2,00%	3,00%- 6,50%	1,50%- 5,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,40%- 3,40%	2,00%	3,00%- 9,19%	2,90%- 4,84%	1,60%- 3,60%	2,00%	3,00%- 9,69%	2,00%- 5,50%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,40%	3,20%	3,50%- 9,19%	-	2,60%	3,20%	4,20%- 9,69%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	1,74%	12,20%- 12,31%	-	-	2,54%	14,18%- 14,21%	-

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività attuariale per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio,

di ciascuna singola ipotesi attuariale rilevante adottata nella stima della predetta passività.

Millioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici
	al 31.12.2016				al 31.12.2015			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	159	75	12	4	131	60	12	4
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(136)	(69)	(15)	(10)	(116)	(54)	(12)	(10)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	30	74	2	2	33	59	8	4
Decremento 0,5% tasso di inflazione	(20)	(67)	(18)	(10)	(26)	(38)	(9)	(7)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	8	-	-	1	8	-	-	2
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	12	-	-	(3)	11	-	-	(3)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	20	-	-	-	20	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	50	12	5	(3)	47	24	3	(2)

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività attuariale per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a 26 milioni di euro.

Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Entro 1 anno	204	201
Tra 1 e 2 anni	186	211
Tra 2 e 5 anni	589	601
Oltre 5 anni	1.058	944

35. Fondi rischi e oneri - Euro 6.414 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi				
- decommissioning nucleare	567	-	528	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	754	35	611	11
- contenzioso legale	698	36	762	47
- oneri per certificati ambientali	-	7	-	19
- oneri su imposte e tasse	290	56	290	20
- altri	770	859	819	1.062
Totale	3.079	993	3.010	1.159
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.902	440	2.182	471
TOTALE	4.981	1.433	5.192	1.630

Milioni di euro	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazione perimetro di consolidamento	Differenze cambio	Altri movimenti	al 31.12.2015	al 31.12.2016
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:									
- decommissioning nucleare	528	-	-	-	6	-	-	33	567
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	622	183	(18)	(24)	8	(13)	11	20	789
- contenzioso legale	809	169	(222)	(110)	49	1	39	(1)	734
- oneri per certificati ambientali	19	7	(7)	(12)	-	-	-	-	7
- oneri su imposte e tasse	310	94	(28)	(32)	3	-	4	(5)	346
- altri	1.881	389	(165)	(550)	98	9	15	(48)	1.629
Totale	4.169	842	(440)	(728)	164	(3)	69	(1)	4.072
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.653	214	(13)	(464)	67	3	-	(117)	2.342
TOTALE	6.822	1.056	(453)	(1.192)	231	-	69	(118)	6.414

Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2016 il fondo accoglie esclusivamente gli oneri che verranno sostenuti al momento della dismissione degli impianti nucleari da parte di Endesa verso Enresa, società pubblica spagnola incaricata di tale attività in forza del regio decreto n. 1349/03 e della legge n. 24/05. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Endesa e le società elettriche, approvato dal Ministero dell'Economia nel settembre del 2001, che regola l'iter di smantellamento e chiusura degli impianti di generazione nucleare. L'orizzonte temporale coperto corrisponde al periodo compreso (tre anni) tra l'interruzione della produzione e il passaggio a Enresa della gestione dell'impianto (c.d. "post-operational costs") e tiene conto, tra le varie assunzioni utilizzate per stimarne l'ammontare, del quantitativo di combustibile nucleare non consumato previsto alla data di chiusura di ciascuna delle centrali nucleari spagnole in base a quanto previsto dal contratto di concessione.

Fondo smantellamento e ripristino impianti

Il fondo "smantellamento e ripristino impianti" accoglie il valore attuale del costo stimato per lo smantellamento e la rimozione degli impianti non nucleari in presenza di obbligazioni legali o implicite.

Fondo contenzioso legale

Il fondo "contenzioso legale" è destinato a coprire le passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso. Esso include la stima dell'onere a fronte dei contenziosi sorti nell'esercizio, oltre che l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte negli esercizi precedenti, in base alle indicazioni dei legali interni ed esterni. Il saldo dei contenziosi legali è prevalentemente riconducibile a vertenze legate alla qualità del servizio, vertenze con i dipendenti, o controversie sorte con i clienti finali o con fornitori delle società spagnole (235 milioni di euro), italiane (219 milioni di euro) e brasiliane (199 milioni di euro).

La riduzione del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 75 milioni di euro, è principalmente giustificata dal rilascio effettuato del fondo accantonato relativamente al contenzioso SAPE (80 milioni di euro) a seguito del giudizio positivo contenuto nel lodo arbitrale.

Fondo certificati ambientali

Il fondo "certificati ambientali" accoglie gli oneri relativi al deficit di certificati ambientali connessi all'adempimento di specifici obblighi normativi, nazionali o sovranazionali, in materia di tutela ambientale.

Altri fondi rischi e oneri futuri

Gli "altri" fondi si riferiscono a rischi e oneri di varia natura, connessi principalmente a controversie di carattere regolatorio, a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.

La variazione dell'esercizio, pari a 252 milioni di euro, è prevalentemente dovuta all'utilizzo e al rilascio (per la parte di mancati aderenti) del fondo accantonato (per 328 milioni di euro) dalle società italiane nel 2015 a copertura dell'onere derivante dal ristoro accordato *una tantum* agli ex dipendenti in pensione a seguito della decisione unilaterale del Gruppo di revocare il beneficio relativo allo sconto energia.

Si precisa infine che nel saldo degli altri fondi rischi e oneri confluisce, tra gli altri, l'accantonamento relativo al contenzioso esistente e a quello potenziale in materia di Imposta Comunale sugli Immobili ("ICI") e di Imposta Municipale Unica ("IMU") in Italia. Il Gruppo ha tenuto conto dei criteri introdotti dalla circolare n. 6/2012 dell'Agenzia del Territorio (che ha colmato il vuoto interpretativo previgente in relazione a metodi di valutazione per beni mobili ritenuti catastalmente rilevanti, tra i quali alcuni asset tipici degli impianti di generazione, tra cui le turbine) nella stima delle passività iscritte in bilancio a fronte di tale fattispecie, sia ai fini della quantificazione del rischio probabile sui contenziosi già incardinati, sia ai fini di una ragionevole valutazione di probabili oneri futuri su posizioni non ancora oggetto di rilievi da parte degli Uffici del Territorio e dei Comuni.

Fondo oneri per incentivi all'esodo

Il "Fondo oneri per incentivi all'esodo" accoglie la stima degli oneri connessi alle offerte per risoluzioni consensuali anticipate del rapporto di lavoro derivanti da esigenze organizzative. La variazione dell'anno risente, tra l'altro, degli utilizzi riferiti ai fondi di incentivazione istituiti negli esercizi precedenti in Spagna e in Italia.

In Italia questi ultimi sono infatti sostanzialmente riferibili agli accordi sindacali aziendali siglati a settembre 2013 e dicembre 2015 e finalizzati all'introduzione, in talune società in Italia, delle disposizioni previste dall'articolo 4, commi 1-7 *ter*, della legge n. 92/2012 (c.d. "Legge Fornero"). In base a

tale ultimo accordo in Italia è stata prevista l'uscita di circa 6.100 dipendenti nel periodo 2016-2020.

In Spagna invece tali fondi sono riconducibili all'integrazione, avvenuta nel 2015, dell'*Acuerdo de Salida Voluntaria* ("ASV"), promosso in Spagna già dal 2014. Si ricorda, infatti, che tale accordo ASV è stato adottato come meccanismo di incentivazione in Spagna a seguito del Piano di ristrutturazione e di rior-

ganizzazione predisposto da Endesa, che prevede la sospensione del contratto di lavoro con tacito rinnovo annuale; in merito a tale piano, il 30 dicembre 2014 la Società aveva firmato un accordo con i rappresentanti sindacali dei lavoratori attraverso il quale si è impegnata a non esercitare l'opzione di richiedere il rientro in attività nei successivi rinnovi annuali per i dipendenti rientranti nel Piano.

36. Altre passività non correnti - Euro 1.856 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Ratei e risconti passivi operativi	973	966	7	0,7%
Altre partite	883	583	300	51,5%
Totale	1.856	1.549	307	19,8%

La voce al 31 dicembre 2016 si riferisce essenzialmente ai ricavi per allacciamento della rete di energia elettrica e gas e ai contributi ricevuti a fronte di beni specifici. L'incremento dell'esercizio delle "Altre partite" si riferisce principalmente all'aumento di alcune passività di natura regolatoria in Argen-

tina e Brasile per complessivi 113 milioni di euro, nonché alla riclassifica dal fondo incentivo all'esodo delle competenze da erogare ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art. 4 della legge n. 92/2012 (per 87 milioni di euro al netto dei pagamenti effettuati).

37. Debiti commerciali - Euro 12.688 milioni

La voce, pari a 12.688 milioni di euro (11.775 milioni di euro nel 2015), accoglie i debiti per forniture di energia, combustibili, materiali, apparecchi relativi ad appalti e prestazioni diverse.

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a

12 mesi ammontano a 12.230 milioni di euro (11.261 milioni di euro nel 2015) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 458 milioni di euro (514 milioni di euro nel 2015).

38. Altre passività finanziarie correnti - Euro 1.264 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Passività finanziarie differite	842	957	(115)	-12,0%
Altre partite	422	106	316	-
Totale	1.264	1.063	201	18,9%

L'incremento delle altre passività correnti è riferito ai maggiori debiti finanziari scaturiti da una diversa modalità di copertura del deficit tariffario nel sistema elettrico spagnolo a seguito della modifica della normativa del sistema elettrico iniziata nel 2013 e conclusasi nel 2014.

La voce "Passività finanziarie differite" fa riferimento a ratei passivi su prestiti obbligazionari.

39. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine - *Euro 37.553 milioni*

La tabella seguente mostra la ricostruzione della "Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine" a partire dalle voci presenti nello schema di Stato patrimoniale consolidato.

Milioni di euro

	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Finanziamenti a lungo termine	41	41.336	44.872	(3.536)	-7,9%
Finanziamenti a breve termine	41	5.372	2.155	3.217	-
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾		296	-	296	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	41	4.384	5.733	(1.349)	-23,5%
Attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	24	(2.621)	(2.335)	(286)	12,2%
Attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	28	(2.924)	(2.241)	(683)	30,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	(8.290)	(10.639)	2.349	22,1%
Totale		37.553	37.545	8	-

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, in linea con le disposizioni CONSOB del 28 luglio 2006, ri-

conciliata con l'indebitamento finanziario netto predisposto secondo le modalità di rappresentazione del Gruppo Enel.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Denaro e valori in cassa	298	582	(284)	-48,8%
Depositi bancari e postali	7.777	10.057	(2.280)	-22,7%
Altri investimenti di liquidità	215	-	215	-
Titoli	36	1	35	-
Liquidità	8.326	10.640	(2.314)	-21,7%
Crediti finanziari a breve termine	1.993	1.324	669	50,5%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	128	147	(19)	-12,9%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	767	769	(2)	-0,3%
Crediti finanziari correnti	2.888	2.240	648	28,9%
Debiti verso banche	(909)	(180)	(729)	-
Commercial paper	(3.059)	(213)	(2.846)	-
Quota corrente di finanziamenti bancari	(749)	(844)	95	-11,3%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(3.446)	(4.570)	1.124	24,6%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(189)	(319)	130	40,8%
Altri debiti finanziari correnti ⁽¹⁾	(1.700)	(1.762)	62	-3,5%
Totale debiti finanziari correnti	(10.052)	(7.888)	(2.164)	-27,4%
Posizione finanziaria corrente netta	1.162	4.992	(3.830)	-76,7%
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(7.446)	(6.863)	(583)	-8,5%
Obbligazioni	(32.401)	(35.987)	3.586	10,0%
Debiti verso altri finanziatori	(1.489)	(2.022)	533	26,4%
Posizione finanziaria non corrente	(41.336)	(44.872)	3.536	7,9%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da Comunicazione CONSOB	(40.174)	(39.880)	(294)	-0,7%
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	2.621	2.335	286	12,2%
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(37.553)	(37.545)	(8)	-

(1) Include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

40. Altre passività correnti - Euro 12.141 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015	
Debiti diversi verso clienti	1.785	1.567	218	13,9%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.617	4.879	(262)	-5,4%
Debiti verso il personale	436	459	(23)	-5,0%
Debiti tributari diversi	1.071	990	81	8,2%
Debiti verso istituti di previdenza	215	216	(1)	-0,5%
Contingent consideration	85	36	49	-
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	403	793	(390)	-49,2%
Ratei e risconti passivi correnti	325	294	31	10,5%
Debito per acquisto partecipazioni	-	-	-	-
Passività per lavori in corso	358	347	11	3,2%
Altri	2.846	1.641	1.205	73,4%
Totale	12.141	11.222	919	8,2%

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 1.038 milioni di euro (1.066 milioni di euro al 31 dicembre 2015) relativi a importi ricevuti dai clienti in Italia in forza del contratto di somministrazione dell'energia e del gas. In particolare, i depositi relativi alla vendita di energia elettrica, sull'utilizzo dei quali non esistono restrizioni, a seguito della sottoscrizione vengono classificati tra le passività correnti in quanto la Società non ha un diritto incondizionato di differirne il rimborso oltre i 12 mesi.

I "Debiti verso operatori istituzionali di mercato" includono i debiti relativi all'applicazione dei meccanismi di perequazione sull'acquisto di energia elettrica nel mercato elettrico italiano per 3.069 milioni di euro (3.439 milioni di euro al 31 dicembre 2015), nel mercato spagnolo per 1.285 milioni di euro (1.392 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e nel mercato dell'America Latina per 263 milioni di euro (48 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

La voce "Contingent consideration" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

La voce "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" al 31 dicembre 2016 include il debito relativo a Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia per un importo complessivo di 401 milioni di euro (778 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Il decremento del periodo si riferisce, principalmente, per 48 milioni di euro all'aggiustamento di valore relativo al debito relativo alla put option sul 13,6% in base a quanto stabilito dall'arbitrato internazionale con SAPE conclusosi nel febbraio 2017 e per 329 milioni di euro alla riduzione del 10% dell'interessenza del Gruppo a seguito del venir meno del diritto degli ex dipendenti di esercitare il tag along right agganciato alla put option in base a ulteriori analisi di natura legale asseverate da legali esterni.

41. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la performance della Società.

41.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dallo IAS 39, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo se-

paratamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti e crediti	41.1.1	2.181	2.173	24.684	25.676
Attività finanziarie disponibili per la vendita	41.1.2	1.658	868	35	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	41.1.3	-	117	-	1
Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	41.1.4	-	45	-	-
Derivati attivi al FVTPL	41.1.4	21	13	3.027	4.466
Altre attività finanziarie detenute per la negoziazione	41.1.4	-	-	1	-
Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		21	58	3.028	4.466
Derivati attivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	41.1.5	36	46	1	-
Derivati di cash flow hedge	41.1.5	1.552	2.284	917	607
Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura		1.588	2.330	918	607
TOTALE		5.448	5.546	28.665	30.750

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota 45 "Attività misurate al fair value".

41.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti (L&R) per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	8.290	10.639
Crediti commerciali	27	-	-	13.506	12.797
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	767	769
Crediti per factoring		-	-	128	147
Cash collateral		-	-	1.082	1.020
Altri crediti finanziari	24.1	2.181	2.173	911	304
Totale		2.181	2.173	24.684	25.676

I crediti commerciali verso clienti al 31 dicembre 2016 ammontano a 13.506 milioni di euro (12.797 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione

crediti, che ammonta a 2.028 milioni di euro alla fine dell'anno a fronte di un saldo di apertura pari a 2.085 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Crediti commerciali		
Importo lordo	15.534	14.882
Fondo svalutazione crediti	(2.028)	(2.085)
Valore netto	13.506	12.797

La tabella seguente indica le movimentazioni del fondo svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	1.662
Accantonamenti	992
Utilizzi	(546)
Rilasci a Conto economico	(178)
Altre variazioni	155
Saldo di chiusura al 31.12.2015	2.085
Saldo di apertura al 01.01.2016	2.085
Accantonamenti	873
Utilizzi	(548)
Rilasci a Conto economico	(151)
Altre variazioni	(231)
Saldo di chiusura al 31.12.2016	2.028

Si precisa che nella Nota 42 "Risk management" sono fornite informazioni aggiuntive riguardo all'ageing dei crediti scaduti ma non svalutati.

41.1.2 Attività finanziarie disponibili per la vendita

La tabella seguente espone le attività finanziarie disponibili per la vendita (AFS) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015		al 31.12.2016	al 31.12.2015
Partecipazioni altre imprese	24	196	237	24	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	24.1	440	-	28.1	35	-
Accordi per servizi in concessione	24	1.022	631		-	-
Totale		1.658	868		35	-

Movimentazione delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
Saldo di apertura al 01.01.2016	868	-
Incrementi	1.096	-
Decrementi	(17)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	(36)	-
Riclassifiche	218	23
Altre variazioni	(471)	12
Saldo di chiusura al 31.12.2016	1.658	35

41.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

Al 31 dicembre 2016 le attività finanziarie detenute sino a scadenza risultano pari a zero; la diminuzione rispetto all'esercizio precedente si riferisce essenzialmente alla riduzione di 117 milioni di euro dei titoli detenuti dalla società Enel Insurance tra le attività non correnti.

41.1.4 Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico (FVTPL) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti		
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	
Derivati al FVTPL	44	21	13	44	3.027	4.466
Titoli detenuti per la negoziazione		-	-	24.1	1	-
Investimenti finanziari in fondi	24.1	-	45		-	-
Totale attività finanziarie designate al fair value alla rilevazione iniziale (fair value option)		-	45		-	-
TOTALE		21	58		3.028	4.466

41.1.5 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

41.2 Passività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dallo IAS 39, distinta tra passività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	41.2.1	41.336	44.872	22.444	19.663
Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico					
Derivati passivi al FVTPL	44	22	41	3.016	4.734
Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico		22	41	3.016	4.734
Derivati passivi designati come strumenti di copertura					
Derivati di fair value hedge	44	15	-	1	-
Derivati di cash flow hedge	44	2.495	1.477	305	775
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		2.510	1.477	306	775
TOTALE		43.868	46.390	25.766	25.172

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota 46 "Passività misurate al fair value".

41.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato per natura, suddivise in passività finanziarie correnti e non correnti.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti		
		al 31.12.2016	al 31.12.2015	Note	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Finanziamenti a lungo termine	41.3	41.336	44.872	41.3	4.384	5.733
Finanziamenti a breve termine		-	-	41.3	5.372	2.155
Debiti commerciali	37	-	-	37	12.688	11.775
Totale		41.336	44.872		22.444	19.663

41.3 Finanziamenti

41.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 45.720 milioni

Nella seguente tabella è riportato il confronto, per ogni categoria di indebitamento a lungo termine, tra il valore contabile e il fair value, comprensivo della quota in scadenza nei prossimi 12 mesi. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati il fair value è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi

alla data di chiusura dell'esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel SpA.

Nella tabella che segue vengono esposti, inoltre, la situazione dell'indebitamento a lungo termine e il piano dei rimborsi al 31 dicembre 2016 con distinzione per tipologia di finanziamento e tasso di interesse.

Milioni di euro	Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Quota con scadenza oltre i 12 mesi					
						Valore nominale	Saldo contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazione saldo contabile
al 31.12.2016						al 31.12.2015					
Obbligazioni:											
- tasso fisso quotate	26.426	25.770	1.583	24.187	30.332	30.250	29.809	3.351	26.458	34.897	(4.039)
- tasso variabile quotate	3.338	3.320	376	2.944	3.673	4.098	4.076	1.155	2.921	4.190	(756)
- tasso fisso non quotate	5.660	5.619	1.422	4.197	6.240	5.479	5.436	-	5.436	6.186	183
- tasso variabile non quotate	1.138	1.138	65	1.073	1.132	1.236	1.236	64	1.172	1.193	(98)
Totale obbligazioni	36.562	35.847	3.446	32.401	41.377	41.063	40.557	4.570	35.987	46.466	(4.710)
Finanziamenti bancari:											
- tasso fisso	1.283	1.278	152	1.126	1.372	1.169	1.147	137	1.010	1.256	131
- tasso variabile	6.951	6.902	597	6.305	7.187	6.555	6.529	707	5.822	6.812	373
- uso linee di credito revolving	15	15	-	15	15	31	31	-	31	31	(16)
Totale finanziamenti bancari	8.249	8.195	749	7.446	8.574	7.755	7.707	844	6.863	8.099	488
Finanziamenti non bancari:											
- tasso fisso	1.549	1.548	159	1.389	1.565	2.012	2.012	250	1.762	2.012	(464)
- tasso variabile	130	130	30	100	138	329	329	69	260	341	(199)
Totale finanziamenti non bancari	1.679	1.678	189	1.489	1.703	2.341	2.341	319	2.022	2.353	(663)
Totale finanziamenti a tasso fisso	34.918	34.215	3.316	30.899	39.509	38.910	38.404	3.738	34.666	44.351	(4.189)
Totale finanziamenti a tasso variabile	11.572	11.505	1.068	10.437	12.145	12.249	12.201	1.995	10.206	12.567	(696)
TOTALE	46.490	45.720	4.384	41.336	51.654	51.159	50.605	5.733	44.872	56.918	(4.885)

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 842 milioni di euro relativo alle obbligazioni a tasso variabile non quotate "Serie speciale riservata al personale 1994-2019" detenute in portafoglio dalla Capogruppo.

Nella tabella seguente è riportato l'indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta e tasso di interesse

Milioni di euro	Saldo contabile	Valore nozionale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di	Tasso di	
					interesse in vigore	interesse	
				al 31.12.2015		al 31.12.2016	
Euro	25.546	26.127	31.059	31.433	3,7%	4,1%	
Dollaro USA	9.879	9.978	9.552	9.636	6,1%	6,3%	
Sterlina inglese	4.955	5.011	5.775	5.845	6,1%	6,2%	
Peso colombiano	1.872	1.872	1.358	1.358	11,1%	11,1%	
Real brasiliano	1.088	1.098	875	880	13,7%	13,8%	
Franco svizzero	539	540	534	535	3,1%	3,1%	
Peso cileno/UF	490	501	445	456	7,9%	8,1%	
Sol peruviano	437	437	410	410	6,2%	6,2%	
Rublo russo	295	295	124	124	12,2%	12,2%	
Yen giapponese	255	255	240	240	2,4%	2,5%	
Altre valute	364	376	233	242			
Totale valute non euro	20.174	20.363	19.546	19.726			
TOTALE	45.720	46.490	50.605	51.159			

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 628 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente alle

nuove emissioni in dollari statunitensi da parte delle società latino-americane.

Movimentazione del valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine

Milioni di euro	Valore nozionale	Rimborsi	Movimenti obbligaz. proprie	Variazione perimetro di consolid.	Operaz. exchange	Nuove emissioni	Diff. di cambio	Riclassifica	Valore nozionale
								alle attività/passività possedute per la vendita	
								al	
								31.12.2015	
Obbligazioni	41.063	(5.289)	(34)	-	183	946	(307)	-	36.562
Finanziamenti	10.096	(1.450)	-	(504)	-	1.393	393	-	9.928
Totale indebitamento finanziario	51.159	(6.739)	(34)	(504)	183	2.339	86	-	46.490

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2016 registra una riduzione di 4.669 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, quale risultante di nuove emissioni per 2.339 milioni di euro, dell'operazione di exchange effettuata da Enel Finance International pari a 183 milioni di

euro e di differenze negative di cambio per 86 milioni di euro, ampiamente compensate da rimborsi per 6.739 milioni di euro e dalla variazione del perimetro di consolidamento per 504 milioni di euro; tale variazione è dovuta principalmente al deconsolidamento del debito di EGPNA Renewable Ener-

gy Partners LLC ("EGPNA REP"), avvenuto a seguito della riduzione da parte di Enel Green Power North America della propria quota in EGPNA REP dal 51% al 50% e della trasformazione di quest'ultima società in una joint venture paritaria con GE Energy Financial Services.

I principali rimborsi effettuati nel corso del 2016 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 5.289 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 1.450 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2016 si segnalano:

- > un prestito obbligazionario (1.000 milioni di euro) a tasso variabile emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
- > un prestito obbligazionario (2.000 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di febbraio 2016;
- > un prestito obbligazionario (1.080 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di settembre 2016;
- > un prestito obbligazionario in dollari statunitensi (per un controvalore di 235 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Américas, già Enersis, scaduto nel mese di dicembre 2016;
- > prestiti obbligazionari (per un controvalore di 158 milioni di euro) emessi da alcune società latino-americane, scaduti nel corso del 2016.

I principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio sono i seguenti:

- > 281 milioni di euro relativi al rimborso di finanziamenti agevolati da parte di e-distribuzione ed Enel Produzione;
- > 152 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari a tasso

variabile di Endesa, di cui 41 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;

- > 142 milioni di euro relativi a finanziamenti bancari a tasso variabile di Enel Green Power SpA, di cui 45 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- > un controvalore di 224 milioni di euro relativi ai finanziamenti bancari di Enel Russia, di cui 81 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- > un controvalore di 263 milioni di euro relativi a finanziamenti di società appartenenti alla Region Latam;
- > un controvalore di 172 milioni di euro relativi a finanziamenti di Enel Green Power North America.

Si segnala che nel mese di maggio 2016, a seguito di un'offerta di scambio non vincolante, la controllata Enel Finance International ha posto in essere un'operazione di riacquisto e contestuale riemissione di un'obbligazione senior a tasso fisso con scadenza giugno 2026 ("exchange offer"). L'importo scambiato (1.074 milioni di euro) e quello riemesso (1.257 milioni) hanno generato un afflusso netto di cassa pari a 183 milioni di euro. Si segnala che da un punto di vista contabile, tenuto conto anche delle caratteristiche degli strumenti scambiati e dei limiti quantitativi fissati dal principio contabile di riferimento, l'operazione di exchange offer non ha comportato l'estinzione della passività finanziaria preesistente. Poiché la sottoscrizione dell'offerta di scambio non vincolante è avvenuta solo da parte di alcuni degli obbligazionisti, le preesistenti emissioni rimangono ancora collocate sul mercato per un valore nozionale complessivo di 5.458 milioni di euro e con scadenze comprese tra il 2017 e il 2023.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2016 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 946 milioni di euro e a finanziamenti per 1.393 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2016.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
Obbligazioni:						
Local Bond	Enel Américas	25/10/2016	552	USD	4,00%	Tasso fisso 25/10/2026
	Emgesa	11/02/2016	61	COP	COP CPI 3M + 349 bp	Tasso variabile 11/02/2019
	Emgesa	11/02/2016	75	COP	COP CPI 3M + 469 bp	Tasso variabile 11/02/2023
	Emgesa	27/09/2016	91	COP	7,59%	Tasso fisso 27/09/2022
Totale obbligazioni			779			
Finanziamenti bancari:						
	Ampla	07/03/2016	70	USD	USD LIBOR 6M + 153 bp	Tasso variabile 07/03/2019
	Codensa	17/03/2016	57	COP	8,49%	Tasso fisso 18/03/2019
	Codensa	10/06/2016	49	COP	8,82%	Tasso fisso 10/06/2020
	Enel Russia	03/03/2016	131	RUR	12,50%	Tasso fisso 04/02/2021
	Enel Green Power Brasile	14/01/2016	134	USD	USD LIBOR 3M + 115 bp	Tasso variabile 10/01/2020
	Enel Green Power Brasile	18/05/2016	63	BRL	CDI + 300 bp	Tasso variabile 18/05/2017
	Enel Green Power Brasile	22/12/2016	55	BRL	TJLP + 202 bp	Tasso variabile 15/06/2037
	Enel Sole	22/12/2016	75	EUR	EURIBOR 6M + 46 bp	Tasso variabile 22/12/2031
	Enel Produzione	22/12/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 46 bp	Tasso variabile 22/12/2034
	Enel	20/07/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 33 bp	Tasso variabile 15/07/2020
	Enel Green Power	28/10/2016	50	EUR	EURIBOR 6M + 41 bp	Tasso variabile 28/10/2031
Totale finanziamenti bancari			784			

Tra i principali contratti di finanziamento finalizzati nel corso del 2016 si evidenzia che in data 15 luglio 2016 è stata siglata una linea di credito di 500 milioni di euro tra Enel SpA e UniCredit di durata quadriennale. Al 31 dicembre 2016 tale linea è utilizzata per un ammontare di 50 milioni di euro.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo contengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati, in particolare, dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global Medium Term Notes, dalle emissioni di strumenti obbligazionari non convertibili, subordinati ibridi (i c.d. "Bond Ibridi") e dai finanziamenti concessi dalle banche e da altri istituti finanziari (tra cui la Banca Europea per gli Investimenti e Cassa Depositi e Prestiti SpA).

I principali covenant relativi alle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global Medium Term

Notes di (i) Enel ed Enel Finance International NV e di (ii) Endesa Capital SA e International Endesa BV possono essere riassunti come segue:

- > clausole di "negative pledge", in base alle quali l'emittente e il garante non possono creare o mantenere in essere ipoteche, pegni o altri vincoli, su tutti o parte dei propri beni o ricavi, a garanzia di determinati indebitamenti finanziari, a meno che gli stessi vincoli non siano estesi pariteticamente o *pro quota* ai prestiti obbligazionari in questione;
- > clausole di "pari passu", in base alle quali i titoli obbligazionari e le relative garanzie costituiscono diretto, incondizionato e non garantito obbligo dell'emittente e del garante, sono senza preferenza tra loro e sono almeno allo stesso livello di "seniority" degli altri prestiti, non subordinati e non garantiti, presenti e futuri, dell'emittente e del garante;

> clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifici un evento di inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario dell'emittente o del garante e, in alcuni casi, delle società rilevanti, si verifica un inadempimento anche sui prestiti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

I principali covenant relativi ai Bond Ibridi di Enel possono essere riassunti come segue:

- > clausole di subordinazione, in base alle quali ciascuno strumento obbligazionario ibrido è subordinato a tutte le altre emissioni obbligazionarie dell'emittente e ha un livello di “seniority” pari a quello degli altri strumenti finanziari ibridi emessi e superiore a quello degli strumenti di “equity”;
- > divieto di fusione con un'altra società e divieto di vendita o locazione di tutti o di una parte sostanziale dei propri asset a un'altra società, a meno che quest'ultima non subentri in tutte le obbligazioni in essere dell'emittente.

I principali covenant previsti nei contratti di finanziamento di Enel ed Enel Finance International NV e delle altre società del Gruppo possono essere riassunti come segue:

- > clausole di “negative pledge”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante sono soggetti a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni o attività, fatta eccezione per i vincoli espressamente ammessi;
- > clausole sulle “disposals”, in base alle quali il debitore e, in alcuni casi, il garante non possono compiere atti di disposizione dei propri beni o attività, fatta eccezione per gli atti di disposizione espressamente ammessi;
- > clausole di “pari passu”, in base alle quali gli impegni di pagamento del debitore hanno lo stesso livello di “seniority” degli altri suoi obblighi di pagamento non garantiti e non subordinati;

> clausole di “change of control” del debitore e, in alcuni casi, del garante, che potrebbero dare luogo alla rinegoziazione dei termini e delle condizioni dei finanziamenti o al rimborso anticipato obbligatorio dei prestiti concessi;

> clausole di “rating”, che prevedono il mantenimento del rating del debitore o del garante al di sopra di determinati livelli;

> clausole di “cross default”, in base alle quali, nel caso si verifici un inadempimento (superiore a specifiche soglie di rilevanza) su un determinato indebitamento finanziario del debitore o, in alcuni casi, del garante, si verifica anche un inadempimento sui finanziamenti in questione che possono diventare immediatamente esigibili.

In alcuni casi, i covenant esaminati sono previsti anche a carico delle società rilevanti o delle società controllate dei soggetti obbligati.

Tutti gli indebitamenti finanziari presi in considerazione prevedono gli “events of default” tipici della prassi internazionale, quali, per esempio, insolvenza, procedure concorsuali e cessazione dell'attività d'impresa.

Inoltre, si precisa che le garanzie rilasciate da Enel nell'interesse di e-distribuzione SpA, in relazione ad alcuni contratti di finanziamento stipulati tra la stessa e-distribuzione SpA e Cassa Depositi e Prestiti SpA, prevedono che, al termine di ogni periodo semestrale di misurazione, l'indebitamento finanziario netto consolidato di Enel non ecceda 4,5 volte l'EBITDA consolidato su base annua.

Si fa infine presente che l'indebitamento di Enel Américas SA e delle altre società controllate latino-americane (in particolare Enel Generación Chile SA) contiene i covenant e gli “events of default” tipici della prassi internazionale.

La seguente tabella mostra gli effetti sul debito lordo a lungo termine a seguito delle coperture effettuate al fine di mitigare il rischio di tasso di cambio.

Indebitamento finanziario a lungo termine per valuta post copertura

Milioni di euro		al 31.12.2016				
	Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%			
Euro	25.546	26.127	56,2%	12.220	38.347	82,5%
Dollaro USA	9.879	9.978	21,5%	(6.889)	3.089	6,6%
Sterlina inglese	4.955	5.011	10,8%	(5.011)	-	-
Peso colombiano	1.872	1.872	4,0%	-	1.872	4,0%
Real brasiliano	1.088	1.098	2,4%	276	1.374	3,0%
Franco svizzero	539	540	1,2%	(540)	-	-
Peso cileno/UF	490	501	1,1%	-	501	1,1%
Sol peruviano	437	437	0,9%	-	437	0,9%
Rublo russo	295	295	0,6%	112	407	0,9%
Yen giapponese	255	255	0,5%	(255)	-	-
Altre valute	364	376	0,8%	87	463	1,0%
Totale valute non euro	20.174	20.363	43,8%	(12.220)	8.143	17,5%
TOTALE	45.720	46.490	100,0%	-	46.490	100,0%

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale

impatto negativo sul Conto economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Milioni di euro	2016				2015			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	Ante copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	17.240	33,1%	14.667	28,1%	14.405	27,0%	11.055	20,7%
Tasso fisso	34.918	66,9%	37.491	71,9%	38.910	73,0%	42.260	79,3%
Totale	52.158		52.158		53.315		53.315	

Al 31 dicembre 2016 il 33% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (27% al 31 dicembre 2015). Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio tasso di interesse in hedge accounting, risultate efficaci in base a quanto previsto dagli IFRS-EU, l'esposizione al rischio tasso di interesse al 31 dicembre 2016 risulta pari a 28% dell'indebitamento finanziario (21% al 31 dicembre 2015). Ove si considerassero nel rapporto anche quei derivati su tassi di

interesse ritenuti di copertura sotto il profilo gestionale, ma che non hanno tutti i requisiti necessari per essere considerati tali anche da un punto di vista contabile, l'indebitamento finanziario coperto risulterebbe pari al 72% rispetto all'esposizione (79% coperto al 31 dicembre 2015).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

al 31.12.2015

Struttura iniziale del debito			Impatto copertura del debito	Struttura del debito dopo la copertura	
Saldo contabile	Valore nominale	%			
31.059	31.433	61,4%	12.770	44.203	86,4%
9.552	9.636	18,8%	(6.660)	2.976	5,8%
5.775	5.845	11,4%	(5.845)	-	-
1.358	1.358	2,7%	57	1.415	2,8%
875	880	1,7%	28	908	1,8%
534	535	1,0%	(535)	-	-
445	456	0,9%	230	686	1,3%
410	410	0,8%	(58)	352	0,7%
124	124	0,2%	235	359	0,7%
240	240	0,5%	(240)	-	-
233	242	0,5%	18	260	0,5%
19.546	19.726	38,6%	(12.770)	6.956	13,6%
50.605	51.159	100,0%	-	51.159	100,0%

41.3.2 Finanziamenti a breve termine - Euro 5.372 milioni

Al 31 dicembre 2016 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 5.372 milioni di euro, registrando un incremento di 3.217 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Debiti verso banche a breve termine	909	180	729
Commercial paper	3.059	213	2.846
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	1.286	1.698	(412)
Altri debiti finanziari a breve termine ⁽¹⁾	118	64	54
Indebitamento finanziario a breve	5.372	2.155	3.217

(1) Non include debiti finanziari correnti ricompresi nelle Altre passività finanziarie correnti.

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 909 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2016 nell'ambito del programma di 6.000 milioni di euro lanciato nel novembre 2005 da Enel Finance International con la garanzia di Enel SpA e rinnovato nel mese di aprile 2010, nonché al programma di International Endesa BV per un importo complessivo di 3.000

milioni di euro e di Enel Américas ed Enel Generación Chile per un importo complessivo di 400 milioni di dollari statunitensi pari a 379 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2016 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 3.059 milioni di euro, dei quali 2.127 milioni di euro in capo a Enel Finance International e 932 milioni di euro in capo a International Endesa BV.

41.4 Derivati passivi

Per maggiori dettagli sui derivati passivi si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

41.5 Utili/(Perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette divise per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro	2016		2015	
	Utili/(Perdite) netti	di cui: impairment/ripristini di impairment	Utili/(Perdite) netti	di cui: impairment/ripristini di impairment
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al fair value	59	-	-	-
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al costo ammortizzato	7	-	8	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	(1)	-	7	-
Finanziamenti e altri crediti	(595)	(764)	149	-
Attività finanziarie al FVTPL				
Attività finanziarie detenute per la negoziazione	1	-	-	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	(1)	-	5	-
Totale attività finanziarie al FVTPL	-	-	5	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(1.873)	-	(3.900)	-
Passività finanziarie al FVTPL				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
Totale passività finanziarie al FVTPL	-	-	-	-

Per maggiori dettagli sugli utili/(perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota 10 "Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati".

42. Risk management

Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a una varietà di rischi finanziari quali il rischio di mercato (comprensivo del rischio di tasso di interesse, tasso di cambio e del prezzo delle commodity), il rischio di credito e il rischio di liquidità.

La governance dei rischi finanziari adottata dal Gruppo prevede:

- > la presenza di specifici Comitati interni, composti dal top management del Gruppo e presieduti dall'Amministratore Delegato della Società, cui spetta l'attività di indirizzo strategico e di supervisione della gestione dei rischi;

- > l'emanazione di specifiche policy e procedure, a livello di Gruppo e di singole Region/Country/Global Business Line, che definiscono i ruoli e le responsabilità per i processi di gestione, monitoraggio e controllo dei rischi nel rispetto del principio della separazione organizzativa fra le strutture preposte alla gestione del business e le strutture responsabili del controllo dei rischi;
- > la definizione di un sistema di limiti operativi, a livello di Gruppo e di singole Region/Country/Global Business Line per le diverse tipologie di rischio, periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.

Rischi di mercato

Per rischio di mercato si intende il rischio che i flussi di cassa attesi o il fair value relativi ad attività e passività, finanziarie e non finanziarie, possano fluttuare a causa di variazioni nei prezzi di mercato.

Il rischio di mercato comprende principalmente il rischio tasso di interesse, il rischio tasso di cambio nonché il rischio prezzo delle commodity.

Il rischio tasso di interesse e il rischio tasso di cambio derivano principalmente dalla presenza di strumenti finanziari.

Le principali passività finanziarie detenute dalla Società, comprendono i prestiti obbligazionari, i finanziamenti bancari, i debiti verso altri finanziatori, le commercial paper, i derivati, i depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), i debiti per lavori in corso nonché i debiti commerciali.

Lo scopo principale di tali strumenti finanziari è quello di finanziare l'attività del Gruppo.

Le principali attività finanziarie, detenute dalla Società comprendono i crediti finanziari, i crediti per factoring, i derivati, i depositi in denaro forniti a garanzia di contratti derivati (cash collateral), le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti, i crediti per lavori in corso, nonché i crediti commerciali.

Per maggiori dettagli, si prega di far riferimento alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

Le fonti dell'esposizione al rischio tasso di interesse e tasso di cambio non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

La natura dei rischi finanziari cui è esposto il Gruppo è tale per cui variazioni nel livello dei tassi di interesse possono comportare variazioni in aumento degli oneri finanziari netti o variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value.

Il Gruppo, inoltre, è esposto al rischio che le variazioni dei tassi di cambio tra l'euro e le principali divise estere generino variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in divisa estera quali costi e ricavi, attività e passività, nonché dei valori di consolidamento delle partecipazioni estere (rischio traslativo). Come per i tassi di interesse anche le variazioni dei tassi di cambio comportano variazioni del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value.

Le policy di Gruppo relative alla gestione dei rischi di mercato prevedono la mitigazione degli effetti sul risultato economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e di cambio, con l'esclusione del rischio traslativo. Tale obiettivo viene raggiunto alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura delle attività/passività finanziarie, nonché attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti derivati sui mercati over the counter (OTC).

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity energetiche è generato dalla volatilità dei prezzi e dalle correlazioni

strutturali tra essi esistenti, che rendono incerto il margine derivante dalle operazioni di compravendita di combustibili ed energia. Le dinamiche dei prezzi sono osservate e analizzate al fine di contribuire alla definizione delle politiche e delle strategie industriali, finanziarie e commerciali del Gruppo. Per contenere gli effetti delle oscillazioni e stabilizzare il margine sono elaborate e pianificate, in conformità con le policy di Gruppo e i limiti definiti dalla risk governance, sia strategie che intervengono nella varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas – quali l'approvvigionamento anticipato – sia piani e tecniche di coperture dei rischi finanziari tramite l'utilizzo di contratti derivati. Le società del Gruppo elaborano strategie di copertura del rischio di prezzo derivante da negoziazioni in commodity e attraverso strumenti finanziari riducono o eliminano il rischio di mercato sterilizzando le componenti variabili del prezzo. Inoltre possono, se autorizzate, svolgere attività di proprietary trading sulle commodity energetiche di riferimento del Gruppo al fine di monitorare e approfondire la conoscenza dei mercati di maggiore interesse.

La struttura organizzativa adottata prevede una unica entità

Rischio tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse. Per il Gruppo Enel la principale fonte di rischio di tasso di interesse nasce dalla presenza di strumenti finanziari e si manifesta principalmente come variazione nei flussi connessi al pagamento degli interessi sulle passività finanziarie indicizzate a tasso variabile, come variazione delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al fair value, tipicamente strumenti di debito a tasso fisso.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

Il Gruppo Enel gestisce il rischio di tasso di interesse attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri finanziari e di contenimento del costo della provvista.

Tale obiettivo viene raggiunto attraverso la diversificazione strategica del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata nonché condizioni di tasso, e modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di strumenti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza di tali contratti

che opera per tutto il Gruppo nel sourcing di combustibili e nella vendita all'ingrosso della produzione elettrica e di gas, oltre ad accentrare le attività di trading con il diretto controllo delle strutture a cui essa è preposta, che operando anche a livello locale presidiano da vicino il rapporto con i mercati. Insieme alla Global Business Line cooperano unità di Holding con il compito di guidare, monitorare e integrare i risultati globali. Ai fini della gestione e del controllo del rischio di mercato legato alle commodity energetiche, il rafforzamento di una visione integrata di business e geografica sulle attività di compravendita e di trading è conforme agli scenari globali in cui il Gruppo opera e consente aree di miglioramento sia nella massimizzazione del margine sia nel governo dei rischi.

Nell'ambito della governance dei rischi di mercato, la Società svolge regolarmente l'attività di monitoraggio del portafoglio in derivati OTC con riferimento ai valori soglia definiti dal Regolatore per l'attivazione degli obblighi di clearing (regolamento EMIR – European Market Infrastructure Regulation – n. 648/2012 del Parlamento Europeo). Nel corso del 2016 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti bilancia la corrispondente variazione nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione coperta. In alcuni casi residuali possono essere adottate tecniche di proxy hedging, qualora gli strumenti di copertura relativi ai fattori di rischio nativi non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Allo scopo di testare ai fini della normativa EMIR l'effettiva efficacia delle tecniche di copertura poste in essere, il Gruppo sottopone i propri portafogli di copertura a una periodica verifica statistica.

Attraverso i contratti di interest rate swap, il Gruppo Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

Gli interest rate swap "da variabile a fisso" consentono di trasformare una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa futuri alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da fisso a variabile" consentono di trasformare una passività finanziaria a tasso fisso valutata al fair value in una passività a tasso variabile neutralizzando in tal

modo l'esposizione del fair value alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Gli interest rate swap "da variabile a variabile" consentono di scambiare flussi di interesse variabili caratterizzati da diversi criteri di indicizzazione.

Si fa presente che alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi cedolari con più fasi coperti da interest rate swap che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio di flussi di interessi entrambi a tasso fisso.

I contratti di interest rate option prevedono, al raggiungimento di valori soglia predefiniti (c.d. "strike"), la corresponsione periodica di un differenziale di interesse calcolato su un valore nozionale di riferimento. Tali valori soglia determinano il tasso massimo (c.d. "cap") o il tasso minimo (c.d. "floor") al quale risulterà indicizzato l'indebitamento per effetto della copertura. È possibile inoltre effettuare strategie di copertura

tramite combinazioni di opzioni (c.d. "collar"), che consentono di fissare contemporaneamente sia il tasso minimo sia il tasso massimo cedolare; in tal caso, i valori soglia sono generalmente determinati in modo che non sia previsto il pagamento di alcun premio al momento della stipula (c.d. "zero cost collar"). I contratti di interest rate option vengono normalmente stipulati quando il tasso di interesse fisso conseguibile mediante un interest rate swap è considerato troppo elevato rispetto alle aspettative sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni nel livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2016	2015
Da variabile a fisso interest rate swap	11.526	10.910
Da fisso a variabile interest rate swap	853	853
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	165	180
Interest rate option	50	50
Totale	12.594	11.993

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del tasso di interesse

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di interesse.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del

fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo non coperto.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento e in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come segue.

	Punti base	Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine a tasso variabile dopo le coperture	25	22	(22)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	7	(7)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	25	-	-	188	(188)
Fair value hedge	25	(6)	6	-	-

Rischio tasso di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che il fair value o i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

Per le società del Gruppo Enel la principale fonte di rischio di tasso di cambio deriva dalla presenza di strumenti finanziari e flussi di cassa denominati in una valuta diversa dalla propria valuta di conto e/o funzionale.

In particolare, l'esposizione al rischio di tasso di cambio deriva principalmente dalle seguenti categorie di operazioni:

- > debito denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale, acceso a livello di Holding o delle singole subsidiary;
- > flussi di cassa connessi all'acquisto e/o alla vendita di combustibili ed energia sui mercati internazionali;
- > flussi di cassa relativi a investimenti in divisa estera, a dividendi derivanti da consociate estere non consolidate o a flussi relativi all'acquisto/vendita da partecipazioni.

Le fonti di esposizione al rischio di cambio non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

Al fine di minimizzare tale rischio il Gruppo pone in essere, tipicamente sul mercato over the counter (OTC), diverse tipologie di contratti derivati e in particolare cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel

fair value e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti bilancia le corrispondenti variazioni nel fair value e/o nei flussi di cassa attesi della posizione coperta.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine denominata in divisa estera in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto e/o funzionale per la società che detiene l'esposizione.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, a una determinata data futura e a un certo tasso di cambio (c.d. "strike"); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (non deliverable forward). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio strike e/o il tasso di cambio spot possono essere determinati come medie dei tassi osservati in un determinato periodo.

I currency swap sono contratti con i quali le controparti concordano due operazioni di segno opposto a differenti date future (tipicamente una a pronti e una a termine) che prevedono lo scambio di flussi di capitale denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2016 e del 31 dicembre 2015, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2016	2015 restated
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta diversa dall'euro	14.973	15.812
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	2.887	4.334
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	6.036	4.079
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	-	-
Contratti currency forward a copertura di finanziamenti	-	181
Altri contratti forward	1.014	262
Totale	24.910	24.668

In particolare si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 14.973 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (15.812 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 8.923 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale e combustibili, e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro (8.413 milioni di euro al 31 dicembre 2015);
- > negli "Altri contratti forward" sono ricomprese le operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il

rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione).

Al 31 dicembre 2016 si rileva che il 44% (39% al 31 dicembre 2015) dell'indebitamento a lungo termine di Gruppo è espresso in divise diverse dall'euro.

Tenuto conto delle operazioni di copertura dal rischio di tasso di cambio, la percentuale di indebitamento non coperta da tale rischio si attesta al 18% al 31 dicembre 2016 (13% al 31 dicembre 2015).

Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Il Gruppo effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti sul valore delle poste di bilancio relative al portafoglio in strumenti finanziari derivanti da variazioni nel livello dei tassi di cambio.

In particolare, l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto sul Conto economico e sul patrimonio netto di diversi scenari di mercato che determinerebbero la variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati e la variazione de-

gli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto.

Tali scenari sono rappresentati dall'apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue.

Milioni di euro	Tasso di cambio	2016			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo di lungo termine in valuta diversa dall'euro dopo le coperture	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	227	(277)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura					
Cash flow hedge	10%	-	-	(1.787)	2.184
Fair value hedge	10%	-	-	-	-

Rischio prezzo commodity

Il Gruppo è esposto al rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity derivante principalmente dalle attività di acquisto di combustibili per le centrali elettriche e di compravendita di gas naturale mediante contratti indicizzati, e dalle attività di acquisto e vendita di energia a prezzo variabile (bilaterali indicizzati e vendite sul mercato spot dell'energia elettrica).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali sui fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso bilaterali fisici e contratti finanziari (es. contratti per differenza, VPP, ecc.) nei quali le differenze sono regolate a favore della controparte nel caso il prezzo di mercato dell'energia superi il prezzo strike, e a favore di Enel nel caso contrario. L'esposizione residua, derivante dalle vendite di energia sul mercato spot, non coperte dai suddetti contratti, è aggregata su fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Nei portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi a fattori di rischio che generano esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi, e tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra i flussi infragruppo.

Gli strumenti di copertura utilizzati dal Gruppo sono prevalentemente contratti derivati plain vanilla (in particolare forward, swap, opzioni su commodity, future, contratti per differenza).

Enel è inoltre impegnata in un'attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività, svolta dal-

le sole società del Gruppo espressamente autorizzate dalle policy aziendali, consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO₂ e energia elettrica nei principali Paesi europei) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e over the counter, cogliendo opportunità di profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

I processi di commodity risk management definiti nell'ambito del Gruppo sono finalizzati a monitorare costantemente l'andamento del rischio nel tempo e verificare che i livelli di rischio, osservati sulla base di specifiche dimensioni di analisi (ad esempio geografica, organizzativa, per filiera produttiva, ecc.) rispettino dei valori soglia coerenti con l'appetito al rischio stabilito dal Vertice aziendale. Le attività si svolgono all'interno di una governance formalizzata che prevede l'assegnazione di stringenti limiti di rischio, il cui rispetto viene verificato da strutture organizzative indipendenti rispetto a quelle preposte all'esecuzione delle operazioni stesse. Il monitoraggio delle posizioni avviene mensilmente valutando il Profit at Risk nel caso di portafogli industriali, e giornalmente, calcolando il Value at Risk nel caso di portafogli di trading. I limiti di rischio dell'attività di proprietary trading sono fissati in termini di Value at Risk su un periodo temporale di un giorno e un livello di confidenza del 95%; il limite di Gruppo assegnato per il 2016 è pari 15 milioni di euro.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2016	2015
Contratti forward e future	28.197	30.791
Swap	6.195	5.904
Opzioni	308	340
Embedded	-	-
Totale	34.700	37.035

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota 44 "Derivati e hedge accounting".

Analisi di sensitività del rischio di prezzo delle commodity

La seguente tabella presenta l'analisi di sensitività a cambiamenti ragionevolmente possibili nei prezzi delle commodity sottostanti il modello di valutazione considerati nello scenario alla stessa data, mantenendo tutte le altre variabili costanti. Gli shift applicati sulle curve dei prezzi delle commodity sono pari al +10% e al -10%.

Milioni di euro

		2016			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
	Prezzo commodity	Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	10%	(16)	33	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10%	-	-	52	(54)

Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria espongono il Gruppo al rischio di credito, inteso come la possibilità che una variazione inattesa del merito creditizio di una controparte generi effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o sul valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Già dagli esercizi precedenti, alla luce delle condizioni di instabilità e incertezza nei mercati finanziari e dei fenomeni di crisi economica registrati a livello globale, le evoluzioni congiunturali hanno fatto registrare un tendenziale incremento nei tempi medi di incasso. Allo scopo di perseguire la minimizzazione del rischio di credito, la gestione e il controllo delle esposizioni creditizie vengono effettuati a livello di Region/Country/Global Business Line da unità organizzative diverse, assicurando in tal modo la necessaria segregazione tra attività di gestione e di controllo del rischio. Il monitoraggio dell'esposizione consolidata viene assicurato dalla Holding. In particolare, la politica di gestione del credito, e dei rischi connessi, prevede la valutazione del merito creditizio delle principali controparti, l'adozione di strumenti di mitigazione del rischio, quali garanzie reali o personali e di framework contrattuali standardizzati e l'analisi delle esposizioni creditizie.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Region/Country/Global Business Line e a livello consolidato, l'applicazione di criteri omogenei per la misurazione, il monitoraggio e il controllo delle esposizioni creditizie commerciali, al fine di identificare tempestivamente i fenomeni degenerativi della qualità dei crediti in essere e delle eventuali azioni di mitigazione da porre in essere.

L'impatto sul risultato prima delle imposte è dovuto principalmente alla variazione del prezzo dell'energia e, in minor misura, del gas e dei prodotti petroliferi. L'impatto sul patrimonio netto è dovuto pressoché integralmente alla variazione del prezzo del carbone e dell'energia elettrica. L'esposizione del Gruppo a variazioni dei prezzi delle altre commodity non è materiale.

Relativamente al rischio di credito derivante dall'operatività in commodity, è applicato un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello locale. Sono applicati e monitorati limiti di rischio, definiti dalle strutture di competenza delle Region/Country/Global Business Line interessate.

Con riferimento al rischio di credito originato da operazioni di natura finanziaria, ivi inclusi strumenti finanziari derivati, la minimizzazione del rischio è perseguita attraverso la selezione di controparti con merito creditizio elevato tra le primarie istituzioni finanziarie nazionali e internazionali, la diversificazione del portafoglio, la sottoscrizione di accordi di marginazione che prevedono lo scambio di cash collateral e/o l'applicazione di criteri di netting. Anche nel 2016 sono stati applicati e monitorati, attraverso un sistema di valutazione interno, i limiti operativi al rischio di credito sulle controparti finanziarie, approvati dal Comitato Rischi Finanziari di Gruppo, sia a livello di singola Region/Country/Global Business Line sia a livello consolidato.

A ulteriore presidio del rischio di credito, già a partire dagli esercizi precedenti il Gruppo ha posto in essere alcune operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), le quali hanno riguardato prevalentemente specifici segmenti del portafoglio commerciale e, in misura inferiore, crediti fatturati e da fatturare per le società operanti in segmenti della filiera elettrica diversi dalla vendita.

Tutte le suddette operazioni sono considerate a fini contabili come operazioni di cessione senza rivalsa e hanno pertanto

dato luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Concentrazione del rischio di credito dei clienti

I crediti commerciali sono generati dall'operatività del Gruppo in molteplici Region/Country (Italia, Spagna, America Latina, Romania, Russia, Nord America ecc.) con clienti e

controparti che presentano un elevato livello di diversificazione, oltre che geografica, anche settoriale (imprese industriali, energetiche, telefoniche, pubbliche amministrazioni, commerciali, operanti nel settore del turismo, dei beni di largo consumo ecc.) e dimensionale (large corporate, piccole e medie imprese, clienti residenziali). Enel, infatti, attraverso le sue controllate, ha oltre 60 milioni di clienti o controparti con esposizioni creditizie tendenzialmente granulari.

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Milioni di euro	2016	2015
Crediti commerciali svalutati	2.027	2.085
Crediti commerciali non scaduti e non svalutati	10.006	8.520
Crediti commerciali scaduti ma non svalutati:	3.500	4.277
- da meno di 3 mesi	1.350	1.696
- da 3 a 6 mesi	288	505
- da 6 mesi a 12 mesi	334	588
- da 12 mesi a 24 mesi	500	386
- oltre 24 mesi	1.028	1.102
Totale	15.533	14.882

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- > garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- > mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

Nel breve periodo, il rischio di liquidità è mitigato garantendo

un adeguato livello di liquidità e risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese disponibilità liquide e depositi a breve termine, linee di credito committed disponibili e un portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di maturity del debito equilibrato e la disponibilità di accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.

Il Gruppo detiene le seguenti linee di credito non utilizzate.

Milioni di euro	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	176	14.214	377	13.042
Linee di credito uncommitted	448	19	648	-
Commercial paper	6.320	-	9.153	-
Totale	6.944	14.234	10.178	13.042

Le linee di credito committed ammontano a livello di Gruppo a 14.390 milioni di euro, di cui 14.214 milioni di euro con scadenza oltre il 2017. Il totale disponibile ammonta a 21.178 milioni di

euro, di cui 6.320 milioni di euro di commercial paper.

Nel mese di maggio del 2016 Enel Finance International NV

("EFI") ha realizzato una offerta di scambio ("exchange offer") su sette Bond in euro con scadenze comprese nel periodo 2017-2023, contro una nuova emissione in euro con scadenza a 10 anni per un importo nozionale pari a 1.257 milioni di euro, cedola 1.375%.

L'operazione è stata effettuata nel contesto del programma di

Liability Management iniziato nel corso dell'ultimo trimestre del 2014 di EFI finalizzato alla gestione attiva delle scadenze e del costo del debito del Gruppo.

Si rimanda per un maggiore approfondimento in proposito alla Nota 41 "Strumenti finanziari".

Maturity analysis

La tabella seguente riassume il profilo temporale del piano di rimborsi del debito a lungo termine del Gruppo.

Milioni di euro	Quota con scadenza nel						
	Meno di tre mesi	Tra tre mesi e un anno	2018	2019	2020	2021	Oltre
Obbligazioni:							
- tasso fisso quotate	11	1.572	4.709	2.086	2.200	1.368	13.824
- tasso variabile quotate	214	162	797	322	124	135	1.566
- tasso fisso non quotate	-	1.422	-	1.655	-	-	2.542
- tasso variabile non quotate	-	65	66	248	27	111	621
Totale obbligazioni	225	3.221	5.572	4.311	2.351	1.614	18.553
Finanziamenti bancari:							
- tasso fisso	24	128	296	192	214	67	357
- tasso variabile	91	506	812	827	704	643	3.319
- uso linee di credito revolving	-	-	15	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	115	634	1.123	1.019	918	710	3.676
Finanziamenti non bancari:							
- tasso fisso	36	123	169	141	155	129	795
- tasso variabile	23	7	9	9	10	9	63
Totale finanziamenti non bancari	59	130	178	150	165	138	858
TOTALE	399	3.985	6.873	5.480	3.434	2.462	23.087

Impegni per l'acquisto delle commodity

Nel corso dello svolgimento del proprio business il Gruppo Enel ha sottoscritto contratti per l'acquisto di una specifica quantità di commodity a una certa data futura ma aventi le caratteristiche di uso proprio per poter rientrare nella cd. own use exemption prevista dallo IAS 39.

La seguente tabella riporta l'analisi dei flussi di cassa non attualizzati in relazione agli impegni outstanding al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro	al 31.12.2016	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
Impegni per acquisti di commodity:					
- energia elettrica	63.407	18.996	12.827	10.703	20.881
- combustibili	47.305	28.251	11.646	5.980	1.428
Totale	110.712	47.247	24.473	16.683	22.309

43. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2016 non sono presenti posizioni compensate tra le attività e le passività iscritte in

bilancio in quanto la policy adottata dal Gruppo Enel non prevede la regolazione netta delle attività e passività finanziarie.

44. Derivati e hedge accounting

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale e il fair value dei derivati attivi e passivi, qualificati come strumenti di copertura o valutati al FVTPL, classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto e suddivisi in correnti e non correnti.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l'ammontare in

base al quale i flussi di cassa sono scambiati. Questo importo può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate convertite in euro moltiplicando il valore nozionale per il prezzo fissato). Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	848	868	36	46	20	15	1	-
Totale	848	868	36	46	20	15	1	-
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	379	7.090	3	116	17	25	-	1
- cambi	8.057	13.554	1.531	2.163	3.561	2.921	464	280
- commodity	99	37	18	5	1.869	1.093	453	326
Totale	8.535	20.681	1.552	2.284	5.447	4.039	917	607
Derivati di trading:								
- tassi	50	50	3	2	-	-	-	-
- cambi	120	102	7	5	3.246	2.064	70	63
- commodity	69	53	11	6	15.539	16.488	2.957	4.403
Totale	239	205	21	13	18.785	18.552	3.027	4.466
TOTALE DERIVATI ATTIVI	9.622	21.754	1.609	2.343	24.252	22.606	3.945	5.073

Milioni di euro	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati di fair value hedge:								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	106	-	15	-	7	-	1	-
- commodity	-	-	-	-	4	-	-	-
Totale	106	-	15	-	11	-	1	-
Derivati di cash flow hedge:								
- tassi	11.042	3.643	695	459	31	95	1	2
- cambi	5.686	1.991	1.764	1.006	457	673	88	96
- commodity	352	187	36	12	1.096	2.028	216	677
Totale	17.080	5.821	2.495	1.477	1.584	2.796	305	775
Derivati di trading								
- tassi	88	107	13	16	119	100	73	65
- cambi	37	140	5	18	3.633	3.223	62	43
- commodity	64	93	4	7	15.608	17.056	2.881	4.626
Totale	189	340	22	41	19.360	20.379	3.016	4.734
TOTALE DERIVATI PASSIVI	17.375	6.161	2.532	1.518	20.955	23.175	3.322	5.509

44.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al fair value, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro fair value.

Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity, rischio di credito ed equity quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

Alla data di designazione della copertura, il Gruppo deve documentare la strategia e gli obiettivi di risk management prefissati, nonché la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti; va inoltre analizzata, alla data di designazione e successivamente su base sistematica, l'efficacia della copertura attraverso test specifici prospettici e retrospettici al fine di verificare che gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci a compensare le variazioni di fair value e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposto, il Gruppo designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- > derivati di cash flow hedge relativi al rischio di: i) variazione dei flussi di cassa connessi all'indebitamento a lungo termine indicizzato al tasso variabile; ii) cambio collegato con l'indebitamento a lungo termine denominato in valuta diversa dalla valuta di conto o dalla valuta funzionale in cui opera la società detentrica della passività finanziaria; iii) cambio del prezzo dei combustibili e delle commodity non energetiche espresso in valuta estera; iv) prezzo delle vendite di energia attese a prezzo variabile; v) prezzo relativo alla compravendita di carbone e di commodity petrolifere;
- > derivati di fair value hedge, aventi per oggetto la copertura dell'esposizione alla variazione del fair value di un'attività, di una passività o di un impegno irrevocabile imputabile a un rischio specifico;
- > derivati di net investment in a foreign operation (NIFO), aventi per oggetto la copertura della volatilità dei tassi di cambio relativi a partecipazioni in società estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la società è esposta si rimanda alla Nota 42 "Risk management".

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire il Gruppo dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi

associati a un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero altrimenti impattare il Conto economico.

La quota efficace delle variazioni del fair value dei derivati, che sono designati e si qualificano di cash flow hedge, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di Conto economico complessivo (OCI)". L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico. Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto, a sua volta, è rilevato a Conto economico.

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, ma l'elemento coperto non risulta scaduto o cancellato, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilasciati a Conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente realizzata.

Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Attualmente il Gruppo utilizza tali relazioni di copertura al fine di minimizzare la volatilità del Conto economico.

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dal Gruppo con l'intento di proteggersi dal rischio di variazioni avverse del fair value di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto economico.

Le variazioni di fair value di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a Conto economico, coerentemente con le variazioni di fair value del sottostante che sono attribuibili al rischio coperto.

Se la relazione di copertura si dimostra "inefficace" o se la copertura non soddisfa più i criteri per l'applicazione dell'hedge accounting, l'adeguamento del valore contabile dell'elemento coperto, per il quale viene utilizzato il metodo del tasso di interesse effettivo, è ammortizzato a Conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

Attualmente il Gruppo utilizza in modo marginale tali relazioni di copertura al fine di cogliere le opportunità legate all'andamento generalizzato delle curve dei tassi di interesse.

44.1.1 Relazione di copertura per tipologia di rischio coperto

Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	Attività coperta	al 31.12.2016		al 31.12.2015	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	35	853	44	853
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(691)	11.484	(342)	10.883
Totale		(656)	12.337	(298)	11.736

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati fair value hedge:								
- interest rate swap	868	883	37	46	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
- interest rate swap	396	7.115	3	117	11.073	3.738	(696)	(461)
Totale derivati sul tasso di interesse	1.264	7.998	40	163	11.073	3.738	(696)	(461)

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta al 31 dicembre 2016 pari a 12.337 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 656 milioni di euro. Il valore nozionale evidenzia un incremento di 601 milioni di euro. In particolare, si evidenzia che sono scaduti interest rate swap per un valore complessivo di 110 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per 954 milioni di euro, di cui 900 milioni di euro relativi alla strategia di

pre-hedge effettuata nel corso del 2015 per il rifinanziamento futuro di emissioni obbligazionarie in scadenza a partire dal 2019 al 2020, con lo scopo di fissare anticipatamente il costo del futuro funding. Il valore inoltre risente della riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing. Il peggioramento del fair value, pari a 358 milioni di euro, è dovuto principalmente alla generale riduzione della curva dei tassi di interesse verificatasi nel corso dell'anno.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
	al 31.12.2016	2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse:							
- derivati attivi (fair value positivo)	3	(2)	1	2	2	1	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(696)	(91)	(100)	(115)	(121)	(106)	(202)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso di interesse avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro

Saldo di apertura al 01.01.2015	(641)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	13
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	186
Saldo di chiusura al 31.12.2015	(442)
Saldo di apertura al 01.01.2016	(442)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(361)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	35
Saldo di chiusura al 31.12.2016	(768)

Rischio tasso di cambio

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio

delle transazioni in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
		al 31.12.2016		al 31.12.2015 restated	
Strumento di copertura	Attività coperta				
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	148	13.988	1.170	15.078
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	(16)	650	25	401
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(69)	335	(102)	306
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	120	2.091	244	3.058
Currency forward	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	1	38	(1)	59
Currency forward	Acquisti di beni d'investimento	(57)	772	5	237
Totale		127	17.874	1.341	19.139

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 13.988 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso fisso contratto in valuta diversa dall'euro e un fair value positivo pari a 148 milioni di euro;
- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 985 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento a tasso variabile contratto in valuta e un fair value negativo pari a 85 milioni di euro;

- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 2.129 milioni di euro utilizzati per coprire il rischio cambio connesso alle attività di acquisto di gas naturale, all'acquisto di combustibili e ai flussi attesi in valute diverse dall'euro con un fair value complessivo pari a 121 milioni di euro;
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale di 772 e un fair value negativo pari a 57 milioni di euro, relativi a operazioni in derivati OTC posti in essere al fine di mitigare il rischio di cambio relativo ai flussi attesi in valute diverse dalla moneta di conto connessi all'acqui-

sizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione).

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al	al	al	al	al	al	al	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
Derivati fair value hedge:								
- currency forward	-	-	-	-	7	-	(1)	-
- CCIRS	-	-	-	-	106	-	(15)	-
Derivati di cash flow hedge:								
- currency forward	2.521	2.927	141	256	373	427	(76)	(8)
- CCIRS	9.097	13.548	1.854	2.187	5.770	2.237	(1.776)	(1.094)
Totale derivati sul tasso di cambio	11.618	16.475	1.995	2.443	6.256	2.664	(1.868)	(1.102)

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2016, pari a 14.973 milioni (15.785 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 812 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 181 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 274 milioni di euro. Il valore risente inoltre dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise che ha determinato un incremento del loro valore nozionale per 719 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2016, pari a 2.894 milioni di euro (3.354 milioni di euro al 31 dicembre 2015), evidenzia un decremento di 460 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale e dall'acquisto di combustibili. Le variazioni del nozionale sono connesse alla normale operatività.

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicate i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2016	2017	2018	2019	2020	2021
Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio:							
- derivati attivi (fair value positivo)	1.995	657	221	689	117	106	2.120
- derivati passivi (fair value negativo)	(1.852)	(205)	(111)	(333)	(52)	(65)	(727)

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di tasso di cambio avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	(1.109)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	753
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(258)
Saldo di chiusura al 31.12.2015	(614)
Saldo di apertura al 01.01.2016	(614)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(422)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(230)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico - quota inefficace	2
Saldo di chiusura al 31.12.2016	(1.264)

Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015	al 31.12.2016	al 31.12.2015
Derivati di fair value hedge								
Derivati su energia:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	-	-	-	-	4	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	-	-	-	-	4	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:								
Derivati su energia:								
- swap	21	79	5	10	4	86	-	(4)
- forward/future	87	59	10	3	590	175	(66)	(51)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su energia	108	138	15	13	594	261	(66)	(55)
Derivati su carbone:								
- swap	380	6	247	-	1	978	-	(182)
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su carbone	380	6	247	-	1	978	-	(182)
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	161	67	44	35	13	150	(2)	(49)
- forward/future	1.259	715	149	270	744	772	(180)	(402)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su gas e petrolio	1.420	782	193	305	757	922	(182)	(451)
Derivati su CO₂:								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	60	204	16	13	96	54	(4)	(1)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO₂	60	204	16	13	96	54	(4)	(1)
TOTALE DERIVATI SU COMMODITY	1.968	1.130	471	331	1.452	2.215	(252)	(689)

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015, suddivisi per tipologia di relazione di copertura. La dinamica del fair value riflette l'effetto positivo dell'andamento crescente dei prezzi forward dei combustibili registrati al 31 dicembre 2016 rispetto a quelli registrati al momento della stipula dei derivati di copertura. Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito alle coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per un ammontare di 247 milioni di euro, a operazioni in derivati

su gas e commodity petrolifere per 193 milioni di euro e, in misura marginale, a transazioni in derivati su energia e CO₂ per complessivi 31 milioni di euro.

I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a contratti derivati su gas e commodity petrolifere per 182 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia e CO₂ per 70 milioni di euro. Nella prima categoria rientrano principalmente operazioni di copertura del rischio oscillazione prezzo del gas naturale sia in approvvigionamento sia in vendita effettuate sia su commodity petrolifere sia su prodotti gas con delivery fisica (all in one hedge).

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity.

Milioni di euro	Fair value al 31.12.2016	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2017	2018	2019	2020	2021	Oltre
Derivati di cash flow hedge su commodity:							
- derivati attivi (fair value positivo)	471	453	4	9	5	-	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(252)	(216)	(36)	-	-	-	-

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto delle riserve di cash flow hedge sul rischio di prezzo su commodity rilevati durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale.

Milioni di euro	
Saldo di apertura al 01.01.2015	(248)
Variazione del Fair value con impatto a patrimonio netto	(649)
Variazione del Fair value con impatto a Conto economico	275
Saldo di chiusura al 31.12.2015	(622)
Saldo di apertura al 01.01.2016	(622)
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	137
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	830
Saldo di chiusura al 31.12.2016	345

44.2 Derivati al fair value through profit or loss

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated	al 31.12.2016	al 31.12.2015 restated
Derivati FVTPL								
Derivati su tasso di interesse:								
- interest rate swap	50	50	3	2	157	157	(79)	(75)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(7)	(6)
Derivati su tasso di cambio:								
- currency forward	3.366	2.166	77	68	3.670	3.335	(67)	(61)
- CCIRS	-	-	-	-	-	28	-	-
Derivati su commodity								
Derivati su energia:								
- swap	1.105	796	163	73	1.169	714	(172)	(60)
- forward/future	5.820	5.994	1.005	421	5.705	5.879	(1.033)	(398)
- opzioni	16	7	14	-	23	14	(9)	-
Totale derivati su energia	6.941	6.797	1.182	494	6.897	6.607	(1.214)	(458)
Derivati su carbone:								
- swap	1.077	881	387	246	1.069	930	(409)	(291)
- forward/future	103	76	15	14	93	24	(2)	(10)
- opzioni	-	-	-	-	1	2	(1)	(7)
Totale derivati su carbone	1.180	957	402	260	1.163	956	(412)	(308)
Derivati su gas e petrolio:								
- swap	616	531	205	1.538	572	675	(109)	(1.592)
- forward/future	6.591	7.958	941	1.860	6.648	8.555	(853)	(1.975)
- opzioni	125	133	177	236	143	184	(245)	(288)
Totale derivati su gas e petrolio	7.332	8.622	1.323	3.634	7.363	9.414	(1.207)	(3.855)
Derivati su CO₂:								
- swap	-	-	-	-	6	11	(3)	(5)
- forward/future	155	165	61	21	243	161	(49)	(7)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su CO₂	155	165	61	21	249	172	(52)	(12)
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI	19.024	18.757	3.048	4.479	19.549	20.719	(3.038)	(4.775)

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse di trading è pari a 257 milioni di euro. Il fair value negativo di 83 milioni di euro ha subito un peggioramento di 4 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile alla riduzione generalizzata della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 7.036 milioni di euro. L'aumento complessivo del loro valore nozionale e del relativo fair value netto pari a 3 milioni di euro è principalmente connesso alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi.

Al 31 dicembre 2016 l'ammontare del nozionale dei derivati su commodity è pari a 31.280 milioni di euro. I dati del 2015 sono stati riclassificati (restated) per consentire la comparabilità con i dati del 2016 a seguito dell'adozione di nuovi criteri di classificazione per quanto concerne i noli (ora ricompresi nei derivati su carbone) e i prodotti strutturati. Il fair value dei derivati su commodity di trading inclusi nell'attivo ricomprende principalmente la valutazione di mercato delle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 1.323 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 1.182 milioni di euro.

Il fair value passivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di trading è riferito principalmente alle coperture su gas e petrolio per un ammontare di 1.207 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 1.214 milioni di euro.

Sono ricomprese in tali valori anche quelle operazioni che, pur essendo state poste in essere con l'intento di copertura, non soddisfano i requisiti richiesti dai principi contabili per il trattamento in hedge accounting.

45. Attività misurate al fair value

Il Gruppo determina il fair value in conformità all'IFRS 13 ogni volta che tale criterio di valorizzazione è richiesto dai principi contabili internazionali.

Il fair value rappresenta il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (c.d. "exit price").

La sua proxy migliore è il prezzo di mercato, ossia il suo prezzo corrente, pubblicamente disponibile ed effettivamente negoziato su un mercato liquido e attivo.

Il fair value delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del fair value che prevede tre diversi livelli, definiti come segue, in base agli input e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il fair value:

- > Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la Società può accedere alla data di valutazione;
- > Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) sia indirettamente (derivati da prezzi);

- > Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

In questa nota sono fornite alcune informazioni di dettaglio inerenti alle tecniche di valutazione e agli input utilizzati per elaborare tali valutazioni.

A tale scopo:

- > le valutazioni ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale alla fine di ogni periodo;
- > le valutazioni non ricorrenti al fair value di attività o passività sono quelle che gli IFRS richiedono o permettono nello Stato patrimoniale in particolari circostanze.

Per aspetti generali o di informativa circa le contabilizzazioni relative a tali fattispecie, si rimanda alla Nota 2 "Principi contabili e criteri di valutazione".

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, le valutazioni al fair value alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica attività.

Milioni di euro	Note	Fair value	Attività non correnti			Attività correnti				
			Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	24	146	142	-	4	-	-	-	-	
Accordi per servizi in concessione	24	1.022	-	1.022	-	-	-	-	-	
Titoli disponibili per la vendita	24.1 e 28.1	440	440	-	-	35	35	-	-	
Titoli detenuti per la negoziazione e investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali	28.1 e 30	-	-	-	-	73	11	62	-	
Derivati di cash flow hedge:										
- tassi	44	3	-	3	-	-	-	-	-	
- cambi	44	1.531	-	1.531	-	464	-	464	-	
- commodity	44	18	14	4	-	453	235	218	-	
Derivati di fair value hedge:										
- tassi	44	36	-	36	-	1	-	1	-	
Derivati di trading:										
- tassi	44	3	-	3	-	-	-	-	-	
- cambi	44	7	-	7	-	70	-	70	-	
- commodity	44	11	3	8	-	2.957	1.403	1.554	-	
Rimanenze valutate al fair value	26	-	-	-	-	14	14	-	-	
Attività classificate come possedute per la vendita	31	-	-	-	-	11	-	-	11	

Il fair value delle “Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value” è stato determinato per le imprese quotate sulla base del prezzo di negoziazione fissato alla data di chiusura dell’esercizio, mentre per le società non quotate sulla base di una valutazione, ritenuta attendibile, degli elementi patrimoniali rilevanti.

Gli “Accordi per servizi in concessione” sono relativi all’attività di distribuzione di energia elettrica sul mercato brasiliano da parte delle società Ampla e Coelce e sono contabilizzati applicando l’IFRIC 12. Il fair value è stato stimato come valore netto del replacement cost basato sugli ultimi dati sulle tariffe disponibili e sull’indice generale dei prezzi del mercato brasiliano.

Per quanto concerne i contratti derivati, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti scambiati in mercati regolamentati. Il fair value degli strumenti non quotati in mercati regolamentati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell’esercizio contabile (quali tassi di interesse, tassi di cambio, volatilità) aggiornando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall’euro utilizzando i tassi di cambio forniti dalla Banca Centrale Europea. Per i contratti relativi alle commodity, la valutazione è effettuata utilizzando, ove disponibili, quotazioni relative ai medesimi strumenti di mercato sia regolamentati sia non regolamentati.

In conformità con i nuovi principi contabili internazionali, il Gruppo ha introdotto nel corso del 2013 la misura del rischio di credito, sia della controparte (Credit Valuation Adjustment o CVA) sia proprio (Debit Valuation Adjustment o DVA), al fine di poter effettuare l’aggiustamento del fair value per la corrispondente misura del rischio controparte. In particolare, il Gruppo misura il CVA/DVA utilizzando la tecnica di valutazione basata sulla Potential Future Exposure dell’esposizione netta di controparte e allocando, successivamente, l’aggiustamento sui singoli strumenti finanziari che lo costituiscono. Tale tecnica si avvale unicamente di input osservabili sul mercato.

Il valore nozionale di un contratto derivato è l’importo in base al quale sono scambiati i flussi; tale ammontare può essere espresso sia in termini di valore monetario sia in termini di quantità (quali per esempio tonnellate, convertite in euro moltiplicando l’ammontare nozionale per il prezzo fissato).

Gli importi espressi in valute diverse dall’euro sono convertiti in euro applicando i tassi di cambio di fine periodo forniti dalla Banca Centrale Europea.

Gli importi nozionali dei derivati qui riportati non rappresentano necessariamente ammontari scambiati fra le parti e di conseguenza non possono essere considerati una misura dell’esposizione creditizia del Gruppo. Per gli strumenti di debito quotati il fair value è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell’esercizio, ivi inclusi gli spread creditizi di Enel.

45.1 Attività con indicazione del fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di attività non valutata al fair value su base ricorrente ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla fine

del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro	Note	Fair value	Attività non correnti			Fair value	Attività correnti		
			Livello 1	Livello 2	Livello 3		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Investimenti immobiliari	18	137	-	-	137	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	24	8	-	-	8	-	-	-	-
Rimanenze	26	-	-	-	-	65	-	-	65

La tabella accoglie investimenti immobiliari, partecipazioni in altre imprese e rimanenze valutati al costo per i quali il fair value è stato stimato rispettivamente pari a 137 milioni di euro e 8 milioni di euro. Gli importi sono stati calcolati con l’ausilio di stime di periti indipendenti che hanno utilizzato differenti tecniche di valutazione a seconda della specificità dei casi in questione.

Il valore delle partecipazioni valutate con un fair value di Livello 3 si è incrementato per 1 milione di euro rispetto all’anno precedente e fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute da Endesa.

Il valore delle rimanenze è sostanzialmente riferibile a immobili non strumentali.

46. Passività misurate al fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al fair value nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al fair value alla

fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata la specifica passività.

Milioni di euro	Note	Fair value	Passività non correnti			Fair value	Passività correnti		
			Livello 1	Livello 2	Livello 3		Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge:									
- tassi	44	695	-	695	-	1	-	1	-
- cambi	44	1.764	-	1.764	-	88	-	88	-
- commodity	44	36	9	27	-	216	51	165	-
Derivati di fair value hedge:									
- tassi	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	44	15	-	15	-	1	-	1	-
- commodity	44	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati di trading:									
- tassi	44	13	-	13	-	73	-	73	-
- cambi	44	5	-	5	-	62	-	62	-
- commodity	44	4	-	4	-	2.881	1.173	1.708	-
Contingent consideration	40	9	-	9	-	85	-	-	85
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	40	-	-	-	-	403	-	-	403
Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	31	-	-	-	-	-	-	-	-

La voce "Contingent consideration" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute dal Gruppo in Nord America, il cui fair value è stato determinato sulla base delle condizioni contrattuali presenti negli accordi tra le parti.

I "Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie" si riferiscono al debito associato alle opzioni su Enel Distributie Muntenia ed Enel Energie Muntenia, determinato in funzione delle condizioni previste per l'esercizio.

46.1 Passività con indicazione del fair value

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al fair value nello Stato patrimoniale, ma per la quale il fair value deve essere indicato, il fair value alla

fine del periodo e il livello nella gerarchia del fair value in cui è stata classificata tale valutazione.

Milioni di euro	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Obbligazioni:					
- a tasso fisso	41.3.1	36.572	33.885	2.687	-
- a tasso variabile	41.3.1	4.805	791	4.014	-
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso	41.3.1	1.372	-	1.372	-
- a tasso variabile	41.3.1	7.202	-	7.202	-
Debiti verso altri finanziatori:					
- a tasso fisso	41.3.1	1.565	-	1.565	-
- a tasso variabile	41.3.1	138	-	138	-
Totale		51.654	34.676	16.978	-

47. Informativa sulle parti correlate

In quanto operatore nel campo della produzione, della distribuzione, del trasporto e della vendita di energia elettrica, nonché della vendita di gas naturale, Enel effettua transazioni con un certo numero di società controllate direttamente o indirettamente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

Parte correlata	Rapporto	Natura delle principali transazioni
Acquirente Unico	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di energia elettrica destinata al mercato di maggior tutela
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (Terna) Vendita di servizi di trasporto di energia elettrica (Gruppo Eni) Acquisto di servizi di trasporto, dispacciamento e misura (Terna) Acquisto di servizi di postalizzazione (Poste Italiane) Acquisto di combustibili per gli impianti di generazione, di servizi di stoccaggio e distribuzione del gas naturale (Gruppo Eni)
GSE - Gestore dei Servizi Energetici	Interamente controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica incentivata Versamento della componente A3 per incentivazione fonti rinnovabili
GME - Gestore dei Mercati Energetici	Interamente controllata indirettamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Vendita di energia elettrica in Borsa (GME) Acquisto di energia elettrica in Borsa per pompaggi e programmazione impianti (GME)
Gruppo Leonardo	Controllata direttamente dal Ministero dell'Economia e delle Finanze	Acquisto di servizi informatici e fornitura di beni

Inoltre, il Gruppo intrattiene rapporti di natura prevalentemente commerciale nei confronti delle società collegate o partecipate con quote di minoranza.

Infine, Enel intrattiene con i fondi pensione FOPEN e FONDENEL, con la Fondazione Enel e con Enel Cuore, società

Onlus di Enel operante nell'ambito dell'assistenza sociale e socio-sanitaria, rapporti istituzionali e di finalità sociale.

Tutte le transazioni con parti correlate sono state concluse alle normali condizioni di mercato, in alcuni casi determinate dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiunto

rispettivamente in essere nel corso del 2016 e del 2015, nonché al 31 dicembre 2016 e al 31 dicembre 2015.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti economici						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	46	1.486	2.190	468	90	-
Altri ricavi e proventi	-	1	1	4	3	-
Altri proventi finanziari	-	-	17	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.169	1.769	1.319	2	-	-
Costi per servizi e altri materiali	-	75	2.259	4	139	-
Altri costi operativi	3	309	-	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	5	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	12	1	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti patrimoniali						
Crediti commerciali	8	301	477	27	57	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	9	-	-
Altre attività correnti	-	-	15	92	1	-
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.072	-	-	-
Debiti commerciali	638	372	490	1.239	18	-
Altre passività correnti	-	-	3	-	21	-
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
Altre informazioni						
Garanzie rilasciate	-	280	262	-	80	-
Garanzie ricevute	-	-	261	-	32	-
Impegni	-	-	72	-	9	-

Totale 2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
4.280	270	4.550	68.604	6,6%
9	11	20	1.988	1,0%
17	4	21	2.289	0,9%
6.259	344	6.603	32.039	20,6%
2.477	100	2.577	17.393	14,8%
312	-	312	2.783	11,2%
5	24	29	(133)	-21,8%
13	26	39	4.339	0,9%

Totale al 31.12.2016	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2016	Totale voce di bilancio	Incidenza %
870	88	958	13.506	7,1%
9	126	135	3.053	4,4%
108	1	109	3.044	3,6%
-	18	18	3.945	0,5%
6	17	23	1.856	1,2%
1.072	-	1.072	41.336	2,6%
2.757	164	2.921	12.688	23,0%
24	4	28	12.141	0,2%
-	11	11	3.322	0,3%
89	-	89	4.384	2,0%
622	-	622		
293	-	293		
81	-	81		

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti economici						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	-	2.468	2.730	195	115	-
Altri ricavi e proventi	-	-	5	290	16	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.695	1.553	1.600	3	26	-
Costi per servizi e altri materiali	1	91	2.169	11	60	-
Altri costi operativi	3	-	48	-	3	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	(24)	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	-	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
Rapporti patrimoniali						
Crediti commerciali	-	217	594	68	15	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	4	30	69	2	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	4	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	1.161	-	-	-
Debiti commerciali	620	373	598	1.256	27	-
Altre passività correnti	-	-	9	-	4	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
Altre informazioni						
Garanzie rilasciate	-	280	253	-	1	-
Garanzie ricevute	-	-	158	-	27	-
Impegni	-	-	23	-	14	-

Nel corso del mese di novembre 2010 il Consiglio di Amministrazione di Enel SpA ha approvato una procedura che disciplina l'approvazione e l'esecuzione delle operazioni con parti correlate poste in essere da Enel SpA, direttamente ovvero per il tramite di società controllate. Tale procedura (reperibile all'indirizzo http://www.enel.com/it-IT/governance/rules/related_parties/) individua una serie di regole volte ad assicurare la trasparenza e la correttezza, sia sostanziale sia procedurale, delle operazioni con parti correlate ed è

stata adottata in attuazione di quanto disposto dall'art. 2391 *bis* del codice civile e dalla disciplina attuativa dettata dalla CONSOB. Si segnala che nel corso dell'esercizio 2016 non sono state realizzate operazioni con parti correlate per le quali fosse necessario procedere all'inserimento in bilancio dell'informativa richiesta dal Regolamento adottato in materia con delibera CONSOB n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato con delibera n. 17389 del 23 giugno 2010.

Totale 2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale 2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
5.508	75	5.583	73.076	7,6%
311	3	314	2.582	12,2%
-	15	15	1.563	1,0%
6.877	212	7.089	37.644	18,8%
2.332	99	2.431	16.457	14,8%
54	-	54	2.654	2,0%
(24)	-	(24)	168	-14,3%
-	29	29	4.969	0,6%

Totale al 31.12.2015	Società collegate e a controllo congiunto	Totale generale al 31.12.2015	Totale voce di bilancio	Incidenza %
894	43	937	12.797	7,3%
-	2	2	2.381	0,1%
105	30	135	2.898	4,7%
4	-	4	1.549	0,3%
1.161	-	1.161	44.872	2,6%
2.874	37	2.911	11.775	24,7%
13	1	14	11.222	0,1%
89	-	89	5.733	1,6%
534	-	534		
185	-	185		
37	-	37		

48. Impegni contrattuali e garanzie

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Enel e le garanzie prestate a terzi sono di seguito riepilogati.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	al 31.12.2015	2016-2015
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	8.123	6.701	1.422
Impegni assunti verso fornitori per:			
- acquisti di energia elettrica	63.407	48.733	14.674
- acquisti di combustibili	47.305	64.114	(16.809)
- forniture varie	1.309	1.725	(416)
- appalti	1.846	1.905	(59)
- altre tipologie	3.751	2.895	856
Totale	117.618	119.372	(1.754)
TOTALE	125.741	126.073	(332)

Per maggiori dettagli sulla scadenza degli impegni e delle garanzie, si rinvia al paragrafo "Impegni per l'acquisto delle commodity" contenuto nella Nota 42.

49. Attività e passività potenziali

Di seguito sono riportate le principali attività e passività potenziali al 31 dicembre 2016 non rilevate in bilancio per

Centrale termoelettrica di Porto Tolle - Inquinamento atmosferico - Procedimento penale a carico di Amministratori e dipendenti di Enel

Con sentenza del 31 marzo 2006 il Tribunale di Adria ha condannato ex Amministratori e dipendenti di Enel per taluni episodi di inquinamento atmosferico riconducibile alle emissioni della centrale termoelettrica di Porto Tolle. La sentenza ha condannato gli imputati in solido con Enel, quale responsabile civile, al risarcimento dei danni in favore di alcuni soggetti, persone fisiche ed enti. Tale risarcimento è stato riconosciuto in 367.000 euro a favore di alcuni soggetti, per lo più privati (cittadini e associazioni ambientaliste), mentre la quantificazione del risarcimento a favore degli enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, alcuni enti veneti ed emiliani inclusi gli Enti Parco dell'area) è stata rimessa a un successivo giudizio civile, liquidando – a titolo di “provvisoria” – circa 2,5 milioni di euro complessivi.

La sentenza del Tribunale di Adria è stata appellata e, in data 12 marzo 2009, la Corte d'Appello di Venezia ha riformato parzialmente detta sentenza, assolvendo per non aver commesso il fatto gli ex Amministratori ed escludendo il danno ambientale, disponendo la revoca delle somme liquidate a titolo di provvisoria. Avverso detta favorevole sentenza di appello, hanno ricorso per Cassazione sia il Procuratore Generale sia le parti civili costituite in tale sede. Con sentenza dell'11 gennaio 2011, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso, annullando la sentenza della Corte d'Appello di Venezia e rinviando alla stessa Corte d'Appello in sede civile per le statuizioni in tema di risarcimento del danno e riparto dello stesso tra gli imputati. Si precisa che, in forza di accordo intervenuto nel corso del 2008, Enel ha provveduto al pagamento delle somme liquidate a favore degli enti pubblici veneti. Nel corso del 2011, il Ministero dell'Ambiente, gli enti pubblici emiliani e i privati già costituiti parte civile nel proce-

assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

dimento penale, hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte di Appello di Venezia, il risarcimento del danno conseguente alle emissioni della centrale di Porto Tolle. La richiesta del presunto risarcimento del danno patrimoniale e ambientale da parte del Ministero è stata di circa 100 milioni di euro, pretesa che Enel ha contestato. Nel corso del 2013 è stato concluso un accordo – senza alcun riconoscimento di responsabilità di Enel/Enel Produzione, ma con finalità di solidarietà sociale in linea con la politica generale e sostenibilità perseguita dal Gruppo – con gli enti pubblici emiliani, restando costituiti in giudizio il Ministero e i privati (associazioni ambientaliste e alcuni cittadini residenti, soggetti che nel corso del giudizio non hanno incassato alcuna somma da Enel). In data 10 luglio 2014 è stata depositata la sentenza che ha previsto la condanna degli imputati, in solido con Enel/Enel Produzione, a risarcire ai predetti privati una somma complessiva di 312.500 euro, oltre a 55.000 euro per spese legali. Quanto al Ministero, la propria domanda di quantificazione delle pretese risarcitorie è stata dichiarata inammissibile per le preclusioni intervenute nel corso del processo penale; nel mentre è stata disposta una condanna risarcitoria generica con danno da liquidarsi in separato giudizio e spese legali compensate. Enel ha proposto ricorso in Cassazione nel febbraio 2015 avverso la sentenza della Corte d'Appello di Venezia del 10 luglio 2014 e attualmente si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Nell'agosto 2011 la Procura della Repubblica di Rovigo ha richiesto il rinvio a giudizio di alcuni Amministratori, ex Amministratori, dirigenti, ex dirigenti e dipendenti di Enel ed Enel Produzione per il reato di omissione dolosa di cautele atte a prevenire disastri, relativo a presunte emissioni provenienti dalla centrale di Porto Tolle; successivamente, il PM ha contestato anche il reato di disastro doloso. Nel corso del 2012 il GUP di Rovigo, facendo seguito alle richieste della Procura della Repubblica di Rovigo, ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli indagati per entrambi i reati. Nel giudizio sono costituiti parte civile (nei confronti delle sopra citate persone fisiche, senza chiamata di Enel ed Enel Produzione quali responsabili civili) il Ministero dell'Ambiente, il Ministero della Salute e altri soggetti, fra i quali prevalentemente gli enti locali dell'Emilia Romagna e del Veneto, nonché gli Enti Parco dell'area per il risarcimento di asseriti danni non quantificati. Nel corso del 2013 si è proceduto all'ammissione del-

le prove. Sempre nel 2013, nell'ambito dell'accordo già sopra descritto, la maggior parte degli enti pubblici costituiti nel presente giudizio ha ritirato la propria costituzione.

All'udienza del 31 marzo 2014 il Tribunale in composizione collegiale ha pronunciato la sentenza di primo grado di assoluzione di tutti gli imputati in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antinfortunistiche. Inoltre, ha assolto gli imputati anche per il reato di disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori Delegati di Enel SpA (per i quali è stata comunque esclusa l'aggravante prevista quando il disastro effettivamente si verifica). Gli stessi ex Amministratori Delegati sono stati poi condannati al risarcimento del danno da determinarsi in separato giudizio civile con riconoscimento di una provvisoria quantificata complessivamente in 410.000 euro e al pagamento delle spese processuali in favore delle parti civili rimaste costituite. La motivazione è stata depositata a fine settembre 2014. La decisione è stata impugnata dai due ex Amministratori Delegati condannati dal Tribunale, nonché dal PM, agli inizi di novembre 2014. Successivamente, hanno provveduto all'impugnazione anche (i) l'ex Amministratore Delegato in carica fino al 2014, benché sia stato assolto, al fine di ottenere il rigetto dei motivi d'appello del PM e un'assoluzione con formula più ampia di quella riconosciuta in primo grado; (ii) due enti locali che non hanno a suo tempo aderito alla transazione, (iii) i due Ministeri (Ambiente e Salute) e (iv) l'Associazione Italia Nostra. Il secondo grado di giudizio dinanzi alla Corte d'Appello di Venezia si è concluso il 18 gennaio 2017 con sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con la formula "il fatto non sussiste".

Centrale Termoelettrica di Brindisi Sud - Procedimenti penali a carico di dipendenti Enel

In relazione alla centrale termoelettrica di Brindisi Sud, si è svolto davanti il Tribunale di Brindisi un procedimento penale nei confronti di alcuni dipendenti di Enel Produzione – citata quale responsabile civile nel corso del 2013 – per i reati di danneggiamento e getto pericoloso di cose riguardo a presunte contaminazioni di polveri di carbone su terreni adiacenti l'area della centrale con riferimento a condotte, che si sarebbero verificate dal 1999 al 2011. A fine 2013, l'accusa è stata estesa anche ai due anni successivi al 2011. Nell'ambito di detto procedimento sono state presentate le

richieste delle parti civili costituite, tra le quali la Provincia e il Comune di Brindisi, per il pagamento di una somma complessiva di circa 1,4 miliardi di euro. Con sentenza del 26 ottobre 2016 il Tribunale di Brindisi ha disposto nei confronti dei 13 imputati dipendenti/dirigenti di Enel Produzione: (i) l'assoluzione di nove di essi per non aver commesso il fatto; (ii) il non doversi procedere per intervenuta prescrizione dei reati contestati per due imputati; (iii) la condanna dei restanti due imputati, con tutti i benefici di legge, a nove mesi di reclusione. Nell'ambito della stessa sentenza, con riferimento alle richieste di risarcimento del danno, il Tribunale ha disposto altresì: (i) il rigetto di tutte le domande delle parti civili pubbliche e delle associazioni costitutesi parte civile; (ii) l'accoglimento della maggior parte delle domande presentate dalle parti private, rinviando queste ultime dinanzi al giudice civile per la quantificazione, senza disporre il riconoscimento di provvisori.

Inoltre, alcuni dipendenti di Enel Produzione sono stati coinvolti in processi penali presso i Tribunali di Reggio Calabria e Vibo Valentia per il reato di illecito smaltimento dei rifiuti a seguito di presunte violazioni in merito allo smaltimento dei rifiuti della centrale termoelettrica di Brindisi. Enel Produzione non è stata citata quale responsabile civile.

Con riferimento ai suddetti processi, il procedimento dinanzi al Tribunale di Reggio Calabria si è concluso all'udienza del 23 giugno 2016. Con questa sentenza il Tribunale ha assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali reati, perché il fatto non sussiste. In un solo caso ha dichiarato la prescrizione. Parimenti è stata dichiarata la prescrizione per tutti i restanti reati, di minore rilevanza penale. Invece, il procedimento dinanzi al Tribunale di Vibo Valentia è stato rinviato al 4 maggio 2017 per sentire gli ultimi testi indicati dagli altri imputati.

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

A seguito del noto black-out del 28 settembre 2003, sono state presentate, nei confronti di Enel Distribuzione, numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso dinanzi ai Giudici di Pace, concentrato essenzialmente nelle regioni Campania, Calabria e Basilicata, per un totale di circa 120.000 giudizi, i cui oneri si

ritiene possano essere parzialmente recuperati attraverso le vigenti coperture assicurative. La maggior parte dei giudizi si è conclusa in primo grado con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di Enel Distribuzione. Anche la Corte di Cassazione si è sempre pronunciata a favore di Enel Distribuzione. Al 31 dicembre 2016 i giudizi pendenti risultano essere circa 15.000 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate. Inoltre, visti i riferiti orientamenti favorevoli a Enel sia dei giudici di appello sia della Cassazione, il flusso di nuove azioni è cessato. A partire dal 2012 sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla restituzione di quanto corrisposto da Enel in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008 Enel ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto a ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di Enel. Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di Enel, dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne Enel rispetto a quanto pagato o da pagarsi a utenti e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali di difesa.

Successivamente, Cattolica ha proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. La causa risulta rinviata all'udienza del 23 febbraio 2018 per la precisazione delle conclusioni.

Sulla base della sentenza del 21 ottobre 2013, a ottobre 2014, Enel ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma al fine di ottenere la quantificazione delle somme dovute a Enel e il pagamento delle stesse da parte di Cattolica. All'udienza del 3 ottobre 2016 il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta delle controparti di sospensione del processo in attesa della definizione di quello di appello, concedendo i termini per le memorie istruttorie, e ha rinviato la causa per esame delle richieste istruttorie al 4 luglio 2017.

Contenzioso BEG

A seguito di un procedimento arbitrale avviato da BEG SpA in Italia, Enelpower ha ottenuto nel 2002 un lodo favorevole, confermato nel 2010 da una pronuncia della Corte di Cassazione, con cui è stata integralmente rigettata la domanda

circa il presunto inadempimento di Enelpower a un accordo per la costruzione di una centrale idroelettrica in Albania. Successivamente BEG, attraverso la propria controllata Albania BEG Ambient Shpk, ha avviato in Albania un giudizio contro Enelpower ed Enel SpA, in relazione alla medesima questione, ottenendo dal Tribunale Distrettuale di Tirana una decisione, confermata dalla Cassazione albanese, che condanna Enelpower ed Enel al risarcimento di un danno extracontrattuale di circa 25 milioni di euro per il 2004 e di un ulteriore danno, non quantificato, per gli anni successivi. Albania BEG Ambient Shpk, in virtù di tale decisione, ha chiesto il pagamento a Enel di oltre 430 milioni di euro.

La Corte Europea dei Diritti dell'Uomo ("CEDU") alla quale Enelpower SpA ed Enel SpA presentarono ricorso per violazione del diritto all'equo processo e del principio di legalità da parte della Repubblica di Albania, ha dichiarato il ricorso non ricevibile. Il provvedimento ha natura meramente procedurale e non comporta alcun esame o valutazione del merito della vicenda.

Con sentenza del 16 giugno 2015 si è concluso il primo grado dell'ulteriore giudizio intrapreso da Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale di Roma teso a ottenere l'accertamento della responsabilità di BEG SpA per avere aggirato la pronuncia del lodo reso in Italia a favore di Enelpower SpA mediante le predette iniziative assunte dalla controllata Albania BEG Ambient Shpk. Con tale azione, Enelpower SpA ed Enel SpA chiedevano la condanna di BEG SpA a risarcire il danno in misura pari alla somma che Enel SpA ed Enelpower SpA dovessero essere tenute a corrispondere ad Albania BEG Ambient Shpk in caso di esecuzione della sentenza albanese. Con la suddetta sentenza il Tribunale di Roma ha dichiarato il difetto di legittimazione passiva di BEG SpA ovvero, in via gradata, la inammissibilità della domanda per difetto di interesse ad agire di Enel SpA ed Enelpower SpA, in quanto la sentenza albanese non è ancora stata dichiarata esecutiva in alcun Paese, con compensazione delle spese del giudizio. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma e la prossima udienza è fissata per il 14 novembre 2018.

Il 5 novembre 2016 Enel SpA ed Enelpower SpA hanno promosso un giudizio dinanzi alla Corte di Cassazione albanese, chiedendo la revocazione della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana in data 24 marzo 2009.

Procedimenti intrapresi da Albania BEG Ambient Shpk per il riconoscimento della sentenza emessa dal Tribunale distrettuale di Tirana il 24 marzo 2009

Francia

Nel febbraio 2012 Albania BEG Ambient Shpk ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA davanti al Tribunal de Grande Instance di Parigi per ottenere il riconoscimento in Francia della sentenza albanese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa. Il procedimento è in corso di svolgimento.

Successivamente, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti "Saise Conservatoire de Créances" (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France.

Stato di New York

Albania BEG Ambient Shpk nel marzo 2014 ha convenuto Enel SpA ed Enelpower SpA dinanzi al Tribunale dello Stato di New York per ottenere il riconoscimento in detto Stato della sentenza albanese.

In data 22 aprile 2014, a seguito di un'istanza di Enel ed Enelpower, il giudice ha revocato l'ordine emesso in precedenza *inaudita altera parte* nei confronti delle due società che disponeva l'astensione dal compiere atti di disposizione dei beni dalle stesse posseduti nei limiti dell'importo di circa 600 milioni di dollari statunitensi. Il procedimento è pendente e nessun provvedimento sul merito, neppure preliminare, è stato assunto da detto Tribunale. In data 27 aprile 2015 Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio sia rimesso dal Tribunale dello Stato di New York alla Corte Federale. Con decisione del 10 marzo 2016 la Corte Federale ha deciso di rinviare il procedimento davanti al giudice dello Stato di New York e pertanto il procedimento prosegue in tale sede. Enel SpA ed Enelpower SpA hanno proposto appello avverso la decisione che aveva rigettato l'eccezione di carenza di giurisdizione del Tribunale dello Stato di New York. L'udienza si è tenuta il 14 febbraio 2017 e si è in attesa della relativa decisione.

Olanda

Il 2 giugno 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha ottenuto un sequestro conservativo dal Tribunale dell'Aja sulla base di un provvedimento cautelare emesso *inaudita altera parte* per somme fino a 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di due società controllate da Enel SpA in tale Paese. Enel SpA ed Enelpower SpA si sono costituite in giudizio contestando tale iniziativa e in data 1° luglio 2014 il giudice olandese – accogliendo le ragioni di Enel ed Enelpower – ha rideterminato provvisoriamente il valore della causa in circa 25 milioni di euro e ha disposto la cancellazione delle misure cautelari concesse previo rilascio di una garanzia bancaria per il valore di 25 milioni di euro da parte di Enel ed Enelpower. Enel ed Enelpower hanno impugnato tale decisione. Il 3 luglio 2014, Albania BEG Ambient Shpk ha richiesto un secondo sequestro conservativo *inaudita altera parte*. A seguito dell'udienza tenutasi il 28 agosto 2014, il Tribunale dell'Aja ha concesso, in data 18 settembre 2014, un provvedimento cautelare per la somma di 425 milioni di euro. Enel ed Enelpower hanno presentato impugnativa avverso tale provvedimento.

La Corte d'Appello dell'Aja, con decisione del 9 febbraio 2016, ha accolto i ricorsi disponendo la revoca dei provvedimenti cautelari previo rilascio di una garanzia da parte di Enel per l'importo di 440 milioni di euro e di una controgaranzia da parte di Albania BEG Ambient Shpk di 50 milioni di euro circa (valore stimato dei danni di Enel ed Enelpower in relazione ai citati sequestri conservativi e al rilascio della garanzia bancaria). La garanzia di Enel è stata rilasciata in data 30 marzo 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la propria controgaranzia.

Il 4 aprile 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha impugnato la sentenza della Corte d'Appello dell'Aja del 9 febbraio 2016 dinanzi alla Corte di Cassazione olandese. Enel ed Enelpower si sono costituite in giudizio il 20 maggio 2016 e si è in attesa della fissazione dell'udienza.

A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam un procedimento per ottenere il riconoscimento e l'esecuzione della decisione albanese in Olanda. Il 29 giugno 2016 il Tribunale ha depositato la sentenza, con cui: (i) ha statuito che la sentenza albanese soddisfa i requisiti per il riconoscimento e l'esecuzione nei Paesi Bassi; (ii) ha ordinato a Enel ed Enelpower di pagare euro 433.091.870,00 ad Albania BEG Ambient Shpk, oltre spese e accessori per euro 60.673,78; (iii) ha respinto la richiesta di Albania BEG Ambient Shpk di dichiarare la sentenza provvisoriamente esecutiva.

Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato ap-

pello avverso la sentenza. L'appello ha effetto devolutivo pieno (c.d. "de novo"); infatti la Corte di Appello di Amsterdam riesaminerà l'intero oggetto del contendere. Pertanto, Enel ed Enelpower potranno far valere nuovamente *in toto* le proprie argomentazioni. Successivamente, in data 27 settembre 2016, anche Albania BEG Ambient Shpk ha presentato appello avverso la decisione del Tribunale del 29 giugno 2016 per chiedere la riforma della sua parziale soccombenza nel merito. Si è in attesa della decisione del giudice della Corte d'Appello di Amsterdam sulla riunione dei due procedimenti di appello attualmente pendenti, in fase preliminare, dinanzi alla stessa corte.

Infine, il 14 luglio 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha presentato un ricorso per sequestro conservativo sulla base della decisione del 29 giugno 2016 per l'importo di 440 milioni di euro presso alcune entità e il pignoramento delle azioni di tre società controllate da Enel SpA nei Paesi Bassi. Enel ha proposto ricorso e con decisione del 26 agosto 2016 il Tribunale di Amsterdam ha deciso che i provvedimenti cautelari emessi nel 2014 e nel 2016 sarebbero venuti meno se Albania BEG Ambient Shpk non avesse rilasciato una garanzia bancaria a favore di Enel ed Enelpower dell'importo di 7 milioni di euro entro il 21 ottobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la garanzia; e pertanto i sequestri conservativi su beni di Enel SpA ed Enel Power nei Paesi Bassi non sono più in essere dal 21 ottobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk ha presentato appello avverso la decisione del Tribunale di Amsterdam del 26 agosto 2016, ma tale procedimento è sospeso in attesa della definizione del descritto giudizio pendente dinanzi la Corte di Cassazione e avente a oggetto la sentenza della Corte d'Appello dell'Aja del 9 febbraio 2016.

Irlanda e Lussemburgo

Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato procedimenti in Irlanda e in Lussemburgo per far riconoscere in questi due Paesi la pronuncia del Tribunale di Tirana. In Irlanda, il tribunale, con sentenza dell'8 marzo 2016, ha accolto le difese di Enel ed Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione in Irlanda. Si è in attesa dell'approvazione della sentenza da parte della Corte. In Lussemburgo, su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA. Il procedimento per il riconoscimento della sentenza del Tribunale di Tirana è ancora in fase di svolgimento. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

Pende un giudizio per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche a carico di e-distribuzione, per omissione di cautele antinfortunistiche e in particolare per un infortunio mortale di un dipendente di un'impresa appaltatrice occorso a Palermo nel 2008, in cui è stata contestata la responsabilità amministrativa in relazione al delitto di omicidio colposo. Il procedimento è in corso.

Contenzioso CIEN - Brasile

Nel 1998 la società brasiliana CIEN (oggi Enel CIEN) ha sottoscritto con Tractebel un contratto per la messa a disposizione e fornitura di energia elettrica proveniente dall'Argentina attraverso la linea di interconnessione Argentina-Brasile di cui è proprietaria. A causa della regolamentazione argentina, emanata quale conseguenza della crisi economica del 2002, CIEN si è trovata impossibilitata a mettere a disposizione l'energia a Tractebel. Nell'ottobre 2009, Tractebel ha presentato una domanda giudiziale contro CIEN e quest'ultima ha provveduto a presentare le proprie difese. CIEN ha contestato la pretesa invocando il caso di forza maggiore derivato dalla crisi argentina come argomento principale della sua difesa. Tractebel ha manifestato stragiudizialmente l'intenzione di acquisire il 30% della linea di interconnessione interessata. A marzo 2014 il giudice, accogliendo l'istanza di CIEN, ha disposto la sospensione del procedimento in considerazione dell'esistenza di un altro contenzioso pendente tra le stesse parti. Il valore stimato del contenzioso è di circa 118 milioni di real brasiliani (circa 27 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare. Per analoghe ragioni anche la società Furnas nel maggio 2010 ha presentato una domanda giudiziale per la mancata consegna di energia elettrica da parte di CIEN chiedendo la corresponsione di circa 520 milioni di real brasiliani (circa 121 milioni di euro), oltre ai danni da quantificare. Anche Furnas, nel dichiarare l'inadempimento di CIEN, pretende di acquisire la proprietà di una parte (in tal caso il 70%) della linea di interconnessione. Le difese di CIEN sono analoghe a quelle utilizzate nel precedente caso. Le domande di Furnas sono state respinte dalla Corte di Primo grado con decisione dell'agosto 2014. Furnas ha presentato appello avverso tale ultima decisione, mentre CIEN ha presentato il suo contro appello e il procedimento è in corso.

Contenzioso Cibran - Brasile

La società Companhia Brasileira de Antibióticos ("Cibran") ha avviato diverse azioni nei confronti della società Ampla Energia e Serviços SA ('Ampla') per ottenere il risarcimento dei presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio fornito dalla società di distribuzione brasiliana. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole ad Ampla. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto delle domande di Cibran che ha impugnato tale decisione con esito favorevole ad Ampla. Pertanto, il 16 dicembre 2016, Cibran ha depositato ricorso (*recurso especial*) dinanzi al Superior Tribunal de Justiça che si trova attualmente al vaglio del giudizio di ammissibilità.

Con riferimento ai giudizi di cui sopra, soltanto due domande sono state finora decise con sentenza, mentre i restanti giudizi risultano ancora in attesa di una decisione. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 394 milioni di real brasiliani (circa 102 milioni di euro).

Quanto alla prima domanda, a settembre 2014 era stata emessa una sentenza di primo grado sfavorevole ad Ampla con una condanna di circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Ampla ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça. Cibran ha impugnato tale decisione con ricorso (*recurso especial*) dinanzi al Superior Tribunal de Justiça e il procedimento è in corso.

Con riferimento alla seconda domanda, il 1° giugno 2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Ampla a un risarcimento di minore entità rispetto alla prima domanda, pari a 80.000 real brasiliani (circa 18.000 euro) per danni morali, oltre al pagamento di danni materiali quantificati in 96.465.103 real brasiliani (circa 22 milioni di euro), oltre interessi. In data 8 luglio 2015 Ampla ha presentato appello avverso tale decisione e il procedimento è in corso.

Contenzioso Coperva - Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Companhia Energética do Ceará SA ("Coelce"), allora posseduta dallo Stato e oggi so-

cietà del Gruppo, aveva sottoscritto nel 1982 contratti per l'utilizzo delle reti con alcune cooperative, create appositamente per realizzare il citato progetto. I contratti prevedevano il pagamento di un corrispettivo mensile da parte di Coelce, che avrebbe dovuto inoltre provvedere alla manutenzione delle reti.

Tali contratti, sottoscritti tra cooperative costituite in circostanze particolari e l'allora società pubblica, non identificavano con esattezza le reti oggetto dei contratti e ciò ha portato alcune di queste cooperative a promuovere azioni nei confronti di Coelce per chiedere, tra l'altro, la revisione del canone pattuito nel contratto. Tra queste si evidenzia l'azione di Cooperativa de Eletrificação Rural do V do Acaraú Ltda ("Coperva") con un valore di circa 179 milioni di real brasiliani (circa 42 milioni di euro). Coelce ha ottenuto decisioni favorevoli in primo grado e in appello ma Coperva ha presentato un'ulteriore ricorso (*Embargo de Declaração*) che è stato rigettato con sentenza dell'11 gennaio 2016. Coperva ha presentato un ricorso speciale davanti al Superior Tribunal de Justiça in data 3 febbraio 2016 e il procedimento è attualmente in corso.

El Quimbo - Colombia

In relazione al Progetto El Quimbo per la costruzione da parte di Emgesa di un impianto idroelettrico di 400 MW nella regione di Huila (Colombia), sono pendenti alcuni procedimenti legali ("*acciones de grupo*" e "*acciones populares*") avviati da abitanti/pescatori della zona. In particolare, una prima "*acción de grupo*", che si trova nella fase istruttoria, è stata avviata da circa 1.140 residenti del municipio di Garzón che lamentano che la costruzione della centrale ridurrebbe di circa 30% i ricavi delle loro attività. Un secondo procedimento è stato avviato, tra agosto 2011 e dicembre 2012, da abitanti e società/associazioni dei cinque comuni del Huila per presunti danni in relazione alla chiusura di un ponte (Paso El Colegio). In relazione alle cosiddette "*acciones populares*" (class action), nel 2008 alcuni abitanti della zona hanno avviato un procedimento per richiedere, tra l'altro, la sospensione della licenza ambientale. Un'ulteriore "*acción popular*" è stata, invece, promossa da alcune società di pescatori in relazione al presunto impatto delle attività di riempimento del bacino del Quimbo sulla pesca nel bacino di Betania, a valle del Quimbo. Il Tribunale ha ordinato a febbraio 2015 la sospensione cautelare dell'attività di riempimento finché non vengono soddisfatti alcuni specifici requisiti.

La misura cautelare è stata successivamente modificata per-

mettendo il riempimento del bacino, che è iniziato il 30 giugno 2015. Tuttavia, in data 17 luglio 2015 è stato notificato a Emgesa un provvedimento di modifica della misura cautelare che ha inibito la produzione di energia fintanto che l'ANLA (autorità ambientale nazionale) attesti che la società ha ritirato la biomassa e i rifiuti forestali dal bacino del Quimbo.

Nelle more, essendo stato dichiarato lo stato di emergenza energetica, il Ministero dell'Energia ha emesso un decreto che ha autorizzato Emgesa ad avviare la produzione di energia. Successivamente, in data 16 dicembre 2015 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'incostituzionalità del decreto presidenziale e da tale data Emgesa ha dunque sospeso la produzione di energia elettrica.

In data 24 dicembre 2015 il Ministero Minas y Energía e l'AUNAP (Autorità agricoltura e pesca) hanno presentato congiuntamente un'*acción de tutela* davanti al giudice penale chiedendo l'autorizzazione alla produzione come misura cautelare. In data 8 gennaio 2016 il giudice penale ha deciso di accogliere la misura cautelare richiesta dal Ministero e dall'AUNAP, autorizzando in maniera provvisoria e con effetto immediato la generazione del Quimbo. La misura cautelare concessa dal giudice penale sarebbe restata vigente finché il giudice del Huila si fosse pronunciato sul merito della questione, vale a dire la revoca o la conferma della misura cautelare precedentemente emessa dal tribunale amministrativo locale. Con decisione del 22 febbraio 2016 il giudice del Huila si è pronunciato sulla questione autorizzando provvisoriamente la produzione per un periodo di sei mesi. Il giudice ha richiesto a Emgesa la predisposizione di un progetto tecnico al fine di garantire il rispetto dei livelli di ossigeno e il rilascio di una garanzia di circa 20.000.000.000 di pesos colombiani (circa 5,5 milioni di euro). Con decisione del Tribunale Amministrativo del Huila dell'11 aprile 2016 è stata nuovamente confermata la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre 2016, termine che è stato nuovamente prorogato per ulteriori sei mesi a partire da febbraio 2017. Durante questo lasso di tempo, Emgesa dovrà dimostrare che il sistema di ossigenazione implementato consente il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti.

Procedimento utenti Nivel de Tensión Uno - Colombia

Si tratta di un'*acción de grupo* avviata dal Centro Médi-

co de la Sabana e altri soggetti nei confronti di Codensa per ricevere la restituzione di quanto, secondo gli attori, sarebbe stato pagato in eccesso in tariffa. L'azione si fonda nell'asserita mancata applicazione da parte di Codensa di una agevolazione tariffaria cui avrebbero diritto gli attori in qualità di utenti appartenenti al livello di Tensione Uno (tensione minore di 1 kV) e proprietari delle infrastrutture, come stabilito nella delibera n. 82 del 2002, successivamente modificata dalla delibera n. 97 del 2008. Il procedimento si trova attualmente nella fase istruttoria. L'importo stimato del procedimento è di circa 337 miliardi di pesos colombiani (circa 109 milioni di euro).

Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 11 giugno 2007 Enel SpA ha stipulato con SC Electrica SA un Privatization Agreement della Electrica Muntenia Sud ("EMS"), avente a oggetto la cessione a Enel del 67,5% del capitale della società romena. Conformemente alle previsioni in tema di unbundling, a settembre 2008, le attività di distribuzione e quella di vendita dell'energia sono state attribuite a due nuove società, Enel Distributie Muntenia ("EDM") ed Enel Energie Muntenia ("EEM"). A dicembre 2009 Enel ha ceduto l'intero capitale delle due società a Enel Investment Holding BV ("EIH").

In data 5 luglio 2013 Electrica ha notificato a Enel, EIH, EDM ed EEM (limitatamente ad alcune pretese) una domanda arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di danni per asserite violazioni di specifiche clausole del Privatization Agreement. Viene, in particolare, richiesto il pagamento di penali per circa 800 milioni di euro, oltre interessi e ulteriori danni da quantificare.

In data 18 luglio 2016 è stato notificato il lodo con il quale il Tribunale Arbitrale all'unanimità ha rigettato integralmente le pretese di SAPE dichiarando le richieste inammissibili o infondate e ha condannato quest'ultima al pagamento delle spese del procedimento arbitrale. Inoltre, in data 29 settembre 2014 SAPE ha notificato a Enel ed EIH un'ulteriore domanda di arbitrato presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi con una richiesta di pagamento di circa 500 milioni di euro (oltre interessi) in relazione all'esercizio da parte di SAPE di un'opzione put prevista nel Privatization Agreement e relativa a una quota pari al 13,57% delle azioni detenute da SAPE nelle società e-distributie Muntenia ed EEM. Con lodo del 3 febbraio 2017 il Tribunale Arbitrale ha stabilito il prezzo di acquisto delle azioni oggetto della put

option per un corrispettivo pari a circa 400 milioni di euro. Il Tribunale Arbitrale ha rigettato la domanda avversa relativa agli interessi che ammontava a circa 60 milioni di euro.

In data 20 aprile 2016 SAPE ha presentato un'ulteriore domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed EIH in relazione alla mancata distribuzione dei dividendi più gli interessi. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche EEM ed e-distributie Muntenia e riqualificando il valore complessivo della controversia in circa 56 milioni di euro. Il procedimento è nella fase preliminare.

Contenzioso Gabčíkovo - Slovacchia

La società Slovenské elektrárne ("SE") è coinvolta in diversi procedimenti avviati davanti alle corti nazionali in relazione all'impianto idroelettrico di 720 MW di Gabčíkovo, amministrato da Vodohospodárska Výstavba Štátny Podnik ("VV") e la cui gestione e manutenzione, nel contesto della privatizzazione di SE del 2006, era stata affidata a SE per un periodo di 30 anni con un accordo di gestione (VEG Operating Agreement).

Subito dopo il closing della privatizzazione, il Public Procurement Office (PPO) ha promosso un'azione davanti al Tribunale di Bratislava al fine di accertare l'invalidità del VEG Operating Agreement sulla base di una asserita violazione della normativa sugli appalti pubblici, qualificando il predetto contratto come contratto di servizi e come tale soggetto alla citata normativa. Il primo grado di giudizio si è concluso nel novembre 2011 con decisione favorevole per SE, appellata subito dal PPO.

In parallelo all'azione del PPO, anche VV ha iniziato diverse azioni e in particolare ha richiesto di dichiarare il VEG Operating Agreement nullo.

Il 12 dicembre 2014, VV ha effettuato il recesso unilaterale dal VEG Operating Agreement, comunicando, in data 9 marzo 2015, la risoluzione per inadempimento del citato contratto. Lo stesso 9 marzo 2015 è stato letto in udienza il dispositivo della decisione del tribunale di appello che, in contrasto con la decisione del giudice di primo grado, ha dichiarato la nullità dello stesso contratto nell'ambito dell'azione promossa dal Public Procurement Office (PPO). SE ha presentato ricorso straordinario avverso la decisione stessa alla Corte Suprema. All'udienza del 29 giugno 2016 è stata letta la decisione sul ricorso straordinario e la Corte Suprema

ha rigettato tale richiesta. SE ha presentato ricorso dinanzi alla Corte Costituzionale che è stato rigettato con sentenza del 18 gennaio 2017.

Inoltre, SE ha presentato una domanda di arbitrato presso il Vienna International Arbitral Centre (VIAC) sulla base del VEG Indemnity Agreement. In base a questo accordo, sottoscritto nell'ambito della privatizzazione tra il National Property Fund (oggi "MH Manazment") della Repubblica Slovacca e SE, quest'ultima ha diritto a essere indennizzata in caso di interruzione anticipata del VEG Operating Agreement per motivi non imputabili a SE. Il Tribunale arbitrale ha rigettato l'eccezione di giurisdizione sollevata dai convenuti e il procedimento è proseguito per l'esame della domanda nel merito relativamente all'"*an*"; rinviando a un eventuale giudizio successivo per la pronuncia sul "*quantum*". Le parti hanno concluso lo scambio delle memorie e l'udienza si è tenuta il 2 febbraio 2017.

Parallelamente al procedimento arbitrale avviato da SE, sia VV sia il National Property Fund (oggi "MH Manazment") hanno avviato procedimenti, attualmente pendenti, dinanzi ai tribunali slovacchi volti ad accertare e dichiarare l'invalidità del VEG Indemnity Agreement a causa dell'asserito collegamento di quest'ultimo con il VEG Operating Agreement. Sempre in ambito locale, VV ha intentato diversi giudizi nei confronti di SE per l'accertamento di un asserito ingiustificato arricchimento da parte di quest'ultima (stimato in circa 360 milioni di euro, oltre a interessi) per il periodo 2006-2015. Infine, in un altro procedimento pendente innanzi al Tribunale di Bratislava, VV ha richiesto a SE la restituzione del corrispettivo per il trasferimento da SE a VV degli asset tecnologici dell'impianto di Gabčíkovo, avvenuto nell'ambito della privatizzazione, per un valore di circa 43 milioni di euro, oltre interessi. I procedimenti sono nella fase istruttoria e SE ha chiesto il rigetto delle domande di VV.

CIS e Interporto Campano

In data 4 dicembre 2009 e in data 4 agosto 2010 Enel Green Power SpA ("EGP") ha stipulato rispettivamente con Interporto Campano ("IC") e con il Centro Ingrosso Sviluppo Campania Gianni Nappi SpA ("CIS"), un contratto di locazione ultranovennale e un contratto di superficie aventi a oggetto i lastrici solari dei capannoni industriali siti nel CIS e nell'Interporto Campano al fine di realizzare ed esercire un impianto fotovoltaico.

In data 22 aprile 2011, durante la fase di realizzazione del

predetto impianto, si è sviluppato un incendio su uno dei capannoni di proprietà del CIS dove la ditta appaltatrice di EGP, la General Membrane SpA, stava realizzando l'impianto. In data 26 marzo 2012, a lavori di installazione dell'impianto ultimati, si è sviluppato un secondo incendio su un altro dei capannoni di proprietà del CIS. Questi eventi hanno dato luogo a diversi procedimenti e contenziosi tra le parti; tra questi si segnalano due arbitrati.

Il primo, conclusosi con un lodo che ha dichiarato il concorso di colpa di CIS e di EGP nella causazione dei danni e condannato EGP al pagamento in favore di CIS dell'importo di circa 2,5 milioni, pari alla metà dei danni ammessi al risarcimento. Per i danni subiti da EGP il collegio arbitrale ha dichiarato la responsabilità dell'impresa appaltatrice alla quale EGP dovrà chiedere il risarcimento (vedi nota successiva su contenzioso con General Membrane). Tale decisione è stata impugnata da entrambe le parti.

Il secondo, avviato nel 2014 da CIS e Interporto Campano nei confronti di EGP per chiedere la risoluzione del contratto di superficie e del contratto di locazione ultranovennale, oltre al risarcimento di danni subiti a seguito di asseriti inadempimenti contrattuali da parte di EGP quantificati in circa 65 milioni di euro, di cui circa 35 milioni di euro per i costi dello smontaggio degli impianti fotovoltaici. EGP ha eccepito preliminarmente l'incompetenza del collegio arbitrale (ha rilevato infatti l'impossibilità di procedere con un unico collegio a fronte di due distinti contratti che prevedono distinte obbligazioni), chiesto il rigetto delle domande attoree e, in via riconvenzionale, la condanna delle attrici al risarcimento dei danni subiti pari a circa 40 milioni di euro.

In data 20 gennaio 2017 EGP, CIS e IC hanno stipulato un accordo transattivo volto alla definizione di ogni reciproca pretesa in relazione ai contenziosi insorti in conseguenza degli incendi sopra richiamati e che hanno coinvolto l'impianto fotovoltaico di EGP e i capannoni del CIS sui quali l'impianto insiste. L'accordo transattivo prevede la rinuncia alle reciproche pretese e, tra l'altro, la riduzione dei canoni di superficie e di locazione rispettivamente per CIS e per IC, nonché il pagamento da parte di EGP a CIS dell'importo di 2,5 milioni di euro e la restituzione a EGP da parte di CIS – a decorrere dal 1° gennaio 2020 – delle somme residue di un anticipo canoni fatto da EGP in occasione del primo incendio a CIS. Con tale accordo transattivo sono stati quindi definiti i due contenziosi avviati da CIS e IC in sede arbitrale con i quali veniva richiesto il risarcimento dei danni e la rimozione dell'impianto fotovoltaico.

A seguito dei due incendi, inoltre, sono stati avviati da parte degli occupanti dei locali sottostanti l'area dell'impianto fo-

tovoltaico una serie di giudizi risarcitori ancillari, reclamando i danni correlati ai due incendi.

Il menzionato accordo transattivo non estingue tali contenziosi ancillari.

Procedimento amministrativo e cautelare arbitrato Chucas

PH Chucas SA ("Chucas") è una società di progetto costituita da Enel Green Power Costa Rica SA a seguito dell'aggiudicazione di una gara bandita nel 2007 dall'Instituto Costarricense de Electricidad ("ICE") per la realizzazione di un impianto idroelettrico da 50 MW e la vendita dell'energia prodotta dalla centrale allo stesso ICE in base a un contratto build, operation and transfer ("BOT"). Tale schema contrattuale prevede, da parte di Chucas, la costruzione, la gestione dell'impianto per 20 anni e il successivo trasferimento all'ICE dello stesso.

In base al contratto BOT sottoscritto, l'impianto sarebbe dovuto entrare in operazione il 26 settembre 2014. Per diverse ragioni – tra queste, inondazioni, frane, slittamento dei versanti della montagna – il progetto ha subito un incremento dei costi e ritardi nella realizzazione, con conseguente ritardo nella obbligazione di fornitura di energia. Chucas ha presentato nel 2012 e nel 2013 istanze amministrative all'ICE per il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti e di una proroga per l'inizio dell'entrata in esercizio dell'impianto. L'ICE ha rigettato tale istanza nel corso del 2015 e ha anche notificato due multe per circa 9 milioni di dollari statunitensi relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il pagamento delle multe è stato sospeso.

Inoltre, essendo stata respinta dall'ICE l'istanza amministrativa, in conformità a quanto previsto nel contratto BOT, in data 27 maggio 2015 Chucas ha avviato un procedimento arbitrale di fronte alla Cámara Costarricense-Norteamericana de Comercio (AMCHAM CICA) al fine di ottenere il riconoscimento dei maggiori costi sostenuti per la costruzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. Il procedimento è in corso di svolgimento e si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispet-

to del termine per la conclusione dei lavori) da parte del Consorzio FCC Construcción América SA e FCC Construcción SA ("FCC") – incaricato della realizzazione di alcuni dei lavori dell'impianto idroelettrico – Chucas ha notificato la risoluzione del contratto per inadempimento procedendo anche all'escussione delle garanzie rilasciate in suo favore. Tuttavia, le garanzie non sono state incassate in attesa della risoluzione del procedimento arbitrale istaurato da FCC, in data 27 ottobre 2015, presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi. Nel proprio statement of claim, depositato in data 8 giugno 2016, FCC ha richiesto il pagamento di circa 36 milioni di dollari statunitensi e un'estensione del termine per completare i lavori di circa 200 giorni. Chucas si è costituita nel procedimento con apposita domanda riconvenzionale. Chucas ha depositato il proprio statement of defence in data 7 ottobre 2016 e ha quantificato la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi. L'udienza è stata fissata per la prima settimana di agosto 2017.

Contenziosi fiscali in Brasile

Whitholding Tax - Ampla

Nel 1998 Ampla Energia e Serviços SA finanziò l'acquisizione di Coelce mediante l'emissione di bond per 350 milioni di dollari statunitensi (c.d. "Fixed Rate Notes" - FRN) sottoscritti da una propria filiale panamense, costituita al fine di raccogliere finanziamenti all'estero. In virtù di un regime speciale allora vigente, subordinato al mantenimento del prestito obbligazionario fino al 2008, gli interessi corrisposti da Ampla alla propria controllata fruivano di un regime di esenzione da ritenuta in Brasile.

Tuttavia, la crisi finanziaria del 1998 costrinse la filiale panamense a rifinanziarsi dalla propria controllante brasiliana, che a tal fine chiese appositi prestiti alle banche locali. L'Amministrazione Finanziaria ha ritenuto che tale ultimo finanziamento equivallesse a un'estinzione anticipata del prestito obbligazionario originario con conseguente perdita del diritto all'applicazione del predetto regime di esenzione.

Nel dicembre 2005 Ampla Energia e Serviços SA ha effettuato una scissione che comportò il trasferimento del residuo debito FRN e dei diritti e delle obbligazioni a esso riferiti. In data 6 novembre 2012 la Câmara Superior de Recursos Fiscais (ultimo grado del giudizio amministrativo) ha emesso una decisione sfavorevole per Ampla rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organi-

simo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato ad Ampla il rifiuto della richiesta di chiarimento ("*Embargo de Declaração*") e, pertanto, è stata confermata la precedente decisione sfavorevole. La società ha presentato una garanzia del debito e il 27 giugno 2014 ha proseguito il contenzioso dinanzi al Giudice Ordinario ("*Tribunal de Justiça*").

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2016 è di circa 347 milioni di euro.

Termini versamento ICMS - Ampla

Nel 2002 lo Stato di Rio de Janeiro ha modificato i termini per il versamento dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) da parte dei sostituti di imposta (giorno 10, 20 e 30 di ogni mese - "*Ley Benedicta*"). A causa di problemi di liquidità, Ampla Energia e Serviços SA – da settembre 2002 a febbraio 2005 – ha continuato a pagare l'ICMS in conformità al precedente regime (ovvero il giorno 5 del mese successivo a quello di riferimento). Nonostante il raggiungimento di un accordo informale, l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha emesso un *acta* per il ritardato pagamento dell'ICMS ("*multa de demora*"). Ampla ha presentato ricorso (ultimo grado del giudizio amministrativo) evidenziando che le sanzioni comminate non sarebbero dovute per effetto dell'applicazione di alcuni leggi di amnistia emanate tra il 2004 e il 2006. In data 25 ottobre 2015, Ampla ha depositato la sentenza emessa dalla Suprema Corte di Brasilia (pubblicata in data 2 ottobre 2015) che ha ritenuto incostituzionale l'anticipo dei termini di versamento dell'ICMS. Conseguentemente, nel 2016 l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha annullato l'azione legale risolvendo, quindi, il giudizio in favore di Ampla.

ICMS - Ampla e Coelce

Gli Stati di Rio de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Ampla Energia e Serviços SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2014) e alla società Companhia Energética do Ceará SA (per i periodi 2003, 2004 e 2006-2011), contestando la detrazione dell'ICMS relativa all'acquisto di alcune immobilizzazioni. Le società hanno impugnato gli atti difendendo la corretta detrazione dell'imposta e sostenendo che i beni, la cui acquisizione ha generato l'ICMS, sono destinati all'attività di distribuzione di energia elettrica. Uno dei giudizi amministrativi si è concluso in modo parzialmente favorevole ad Ampla, con riduzione

della pretesa tributaria; Ampla ha presentato appello per la parte restante.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2016 è di circa 71 milioni di euro.

Whitholding Tax - Endesa Brasil

Il 4 novembre 2014 l'Autorità Fiscale Brasiliana ha emesso un avviso di accertamento verso Endesa Brasil SA (attuale Enel Brasil SA) contestando una mancata applicazione di ritenute sul pagamento di presunti maggiori dividendi attribuibili a soggetti non residenti.

In particolare, nel 2009, Endesa Brasil, per effetto della prima applicazione degli IFRS-IAS, ha effettuato lo storno di un goodwill imputandone gli effetti a patrimonio netto, sulla base di quanto previsto della corretta applicazione dei principi contabili adottati. Viceversa, l'Amministrazione Finanziaria Brasiliana ha ritenuto – nel corso di una verifica fiscale – che la

scelta contabile adottata dalla società non fosse corretta e che gli effetti dello storno si sarebbero dovuti rilevare a Conto economico; per effetto di ciò, il corrispondente valore (circa 202 milioni di euro) è stato riqualificato quale pagamento di reddito a soggetti non residenti e, pertanto, soggetto a una withholding tax del 15%.

A tal riguardo, si annota che l'impostazione contabile adottata dalla società era stata condivisa dall'auditor esterno e altresì confermata da una specifica legal opinion, rilasciata da uno Studio locale specializzato in corporate law.

Il 2 dicembre 2014 la Società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo, difendendo il corretto trattamento contabile.

A luglio 2016 si è conclusa a favore dell'Amministrazione Finanziaria la prima istanza. Conseguentemente, Endesa Brasil ha presentato appello in secondo grado amministrativo.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2016 è di circa 75 milioni di euro.

50. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Accordo di finanziamento di energie rinnovabili in Brasile

Il 4 gennaio 2017 il Gruppo Enel e la Banca di Sviluppo Brasiliana ("BNDES"), la principale agenzia per il finanziamento dello sviluppo in Brasile, hanno firmato un accordo di finanziamento ventennale per un importo complessivo di circa 373 milioni di real (circa 109 milioni di euro). Il prestito di BNDES coprirà una parte degli investimenti necessari per la costruzione della centrale idroelettrica Apiacás da 102 MW nello Stato del Mato Grosso nella regione centro-occidentale del Brasile. Come previsto dall'accordo di prestito, la prima rata di 293 milioni di real (circa 85 milioni di euro) è stata erogata alla firma dell'accordo, e sarà seguita da una seconda rata da 80 milioni di real (circa 24 milioni di euro) nei primi mesi del 2017, previo adempimento delle condizioni sospensive previste per questo tipo di operazioni. Il prestito ha un tasso di interesse basato sul TJLP (*Taxa de Juros de Longo Prazo*), il tasso di interesse a lungo termine rivisto trimestralmente dalla Banca Centrale del Brasile. Il TJLP è attualmente al 7,5%, e quindi inferiore all'attuale tasso interbancario brasiliano del 13,63%. Il TJLP funge da tasso di riferimento per i prestiti concessi da BNDES alle aziende private i cui progetti sono ritenuti idonei a ricevere finanziamenti federali.

Emissione del primo "green bond"

In data 9 gennaio 2017 Enel Finance International ("EFI") ha collocato con successo sul mercato europeo il suo primo "green bond", destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata da Enel SpA. L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2024 e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2017. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,001% e il rendimento effettivo a scadenza è pari a 1,137%. La data prevista per il regolamento dell'emissione è il 16 gennaio 2017. Tale green bond è quotato sul mercato

regolamentato della Borsa dell'Irlanda e sul mercato regolamentato della Borsa del Lussemburgo. L'operazione ha raccolto adesioni per un importo di circa 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" ("SRI") che ha permesso al Gruppo Enel di diversificare ulteriormente la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligazionarie a medio termine di Enel ed EFI (Programma Euro Medium Term Notes - EMTN) – saranno utilizzati per finanziare i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles 2016" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association. In particolare, rientrano nella categoria degli eligible green projects, a titolo esemplificativo, i progetti di sviluppo, costruzione e repowering di impianti di generazione da fonti rinnovabili, sviluppo di reti di trasmissione e distribuzione, nonché di implementazione di smart grid e smart meter nelle aree geografiche in cui il Gruppo opera.

L'operazione è stata guidata da un sindacato di banche che ha visto coinvolti, in qualità di joint-bookrunners, Banca IMI, BofA Merrill Lynch, Crédit Agricole CIB, Citi, Deutsche Bank, HSBC, J.P. Morgan, Mizuho Securities, Natixis, SMBC Nikko e UniCredit.

Acquisizione di Demand Energy

L'11 gennaio 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha acquisito una partecipazione del 100% in Demand Energy Networks ("Demand Energy"), società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti. Enel collaborerà con Demand Energy, che si è imposta quale leader sul mercato dello storage di New York City, offrendo soluzioni di valore a clienti commerciali e industriali, per ampliare la distribuzione del sistema di ottimizzazione di rete (Distributed Energy Network Optimization System, DEN.OSTM) della società, una piattaforma software di controllo intelligente che consente l'ottimizzazione in tempo reale della gestione dell'energia, rivoluzionando le modalità di generazione, stoccaggio e consumo.

Accordo di collaborazione con Saudi Electricity Company

In data 11 gennaio 2017 Enel SpA e la utility saudita Saudi Electricity Company ("SEC") hanno siglato un accordo quadro di cooperazione nella distribuzione di energia elettrica, un settore che vedrà le due società lavorare insieme per sviluppare la condivisione di lungo termine di conoscenze strategiche nell'ambito delle ultime tecnologie di rete. In base all'accordo, che ha una durata di tre anni, ma potrà essere esteso se entrambe le parti lo concorderanno, Enel e SEC potenzieranno lo scambio di informazioni, buone pratiche ed esperienze nel settore della distribuzione di energia elettrica. Più in particolare, le due società condivideranno le migliori pratiche e benchmark per portare le prestazioni delle reti di distribuzione in aree come le operation, l'efficienza e la sicurezza a livelli best-in-class, introducendo anche una roadmap tecnologica finalizzata alla digitalizzazione delle reti di distribuzione e a migliorare l'efficienza energetica al servizio dei clienti. Enel e SEC valuteranno inoltre ulteriori aree di collaborazione nel settore della distribuzione di energia elettrica.

Accordo con Dubai Electricity and Water Authority

In data 14 gennaio 2017 Enel SpA e Dubai Electricity and Water Authority ("DEWA"), l'azienda pubblica di servizi infrastrutturali di Dubai, hanno firmato un memorandum d'intesa (MoU) per collaborare in materia di smart grid e digitalizzazione delle reti. In base al memorandum, che ha una durata di tre anni e potrebbe essere esteso previo accordo fra le parti, le due società mirano a costruire rapporti di partnership, per facilitare il raggiungimento di obiettivi strategici comuni e lo scambio di informazioni, esperienze e studi nelle aree di lavoro individuate dal MoU, tra cui le analisi di indicatori chiave di performance nella gestione delle smart grid così come nella digitalizzazione e sicurezza delle reti. Le parti coopereranno in attività di ricerca nelle aree di lavoro del MoU e condivideranno il know-how di Enel nell'automazione della distribuzione, nell'integrazione delle energie rinnovabili, nei contatori intelligenti e smart city, con particolare riferimento al ruolo svolto da Enel nell'ambito di Expo Milano 2015, così come l'esperienza di DEWA nel campo delle smart grid.

Le parti valuteranno inoltre opportunità di cooperazione in tecnologie di rete per Expo 2020 Dubai, data l'esperienza di Enel per aver realizzato a Expo 2015 una smart city interamente elettrica e considerato che DEWA contribuisce allo sviluppo delle infrastrutture di rete e le relative tecnologie per Expo 2020 a Dubai.

Accordo con Aton Storage

In data 7 febbraio 2017 Enel SpA e Aton Storage, primaria azienda italiana attiva nello sviluppo e nella produzione di sistemi innovati di storage, hanno firmato un accordo per collaborare in materia di servizi per l'accumulo di energia elettrica da fonte rinnovabile. L'obiettivo è di arricchire e rafforzare l'offerta al cliente finale con prodotti innovativi, performanti e in grado di contribuire all'efficienza energetica. Le soluzioni per lo storage, infatti, rivestono un ruolo fondamentale per lo sviluppo delle energie rinnovabili e della mobilità elettrica, settori in cui Enel è leader a livello mondiale.

Le batterie sviluppate da Aton sono state inoltre già incluse nelle nuove tecnologie presentate da Enel il 12 novembre 2016 a Marrakech in occasione della Formula E e il 22 novembre 2016 a Londra in occasione del Capital Market Day. Enel inoltre ha incorporato il sistema di storage prodotto da Aton nella produzione dei propri pannelli fotovoltaici.

Partecipazione di Enel Green Power alla costruzione di un ospedale in Uganda

In data 10 febbraio 2017 Enel Green Power ha partecipato al progetto di Emergency e dell'architetto Renzo Piano per la realizzazione dell'ospedale di chirurgia pediatrica a Entebbe, in Uganda, che diventerà il nuovo centro di eccellenza pediatrico in Africa. Il nuovo ospedale, che sarà anche un centro di formazione di giovani medici e infermieri provenienti dall'Uganda e dai Paesi circostanti, darà un forte contributo al miglioramento degli standard di salute dell'area.

Enel Green Power fornirà quindi 2.600 moduli fotovoltaici a film sottile prodotti dalla fabbrica 3Sun di Catania per un totale di 289,24 kWp, permettendo così alla nuova struttura di essere autonoma e sostenibile dal punto di vista energetico.

Enel inclusa per la nona volta negli indici di sostenibilità ECPI

In data 13 febbraio 2017 Enel SpA per la nona volta è stata inclusa negli indici di sostenibilità di ECPI, che valutano le aziende in base alle loro prestazioni ambientali, sociali e di governance.

Il Gruppo Enel è stato incluso in quattro indici ECPI:

- > ECPI Global Renewable Energy Equity, che seleziona le 40 imprese con miglior rating in ambito ESG attive nella produzione o commercializzazione di energia da fonti rinnovabili;
- > ECPI Global Megatrend Equity, che comprende le imprese meglio posizionate per cogliere le opportunità offerte dai macro-trend globali a lungo termine;
- > ECPI Euro ESG Equity, che comprende le 320 società a miglior capitalizzazione di mercato della eurozona che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG;
- > ECPI World ESG Equity, indice di riferimento di imprese dei mercati sviluppati che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG.

Fondamentale per l'inclusione di Enel SpA negli indici ECPI è stato l'approccio strategico di lungo termine, la solidità delle pratiche di gestione operativa e il lavoro positivo nell'affrontare le esigenze sociali e ambientali.

Finalizzato l'acquisto della società di distribuzione brasiliana CELG

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil, controllata di Enel, ha finalizzato l'acquisizione di circa il 94,8% del capitale sociale di Celg Distribuição ("CELG"), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás, per un corrispettivo complessivo di 2,187 miliardi di real brasiliani (circa 640 milioni di dollari statunitensi). La quota restante di CELG verrà offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura che consentirà a Enel Brasil l'acquisto delle azioni non acquisite dai medesimi.

Tale operazione consentirà a Enel di ampliare la propria presenza nel settore della distribuzione brasiliana, incrementandosi in tal modo la base clienti brasiliani di Enel da 7 milioni

a 10 milioni e diventando così Enel Brasil la seconda società di distribuzione di energia del Paese.

Enel investe sulle start up green alle Hawaii

In data 28 febbraio 2017 Enel, tramite Enel Green Power North America ("EGPNA"), controllata statunitense per le energie rinnovabili, è diventata global partner e strategic advisor di Energy Excelsator, importante incubatore americano di start up per l'energia pulita con sede alle Hawaii. Unendosi a Energy Excelsator, organizzazione no profit con la missione di risolvere le sfide dei sistemi energetici mondiali attraverso l'innovazione, Enel avrà accesso al suo portafoglio di start up e contribuirà alla selezione di progetti sostenuti dall'incubatore.

Le Hawaii, caratterizzate da un'elevata penetrazione di fonti rinnovabili, permetteranno quindi a Enel di espandere la rete di innovazione aprendo l'energia verso nuovi utilizzi, nuove tecnologie e nuove persone.

