

# Note di commento

1

## 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 Sud America. Il Bilancio consolidato della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 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 22 marzo 2018.

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 2017 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 consolidato, 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 secondo il principio della competenza e 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 ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica e del gas erogati 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; ai volumi così definiti vengono applicati i corrispettivi di vendita ai clienti finali. 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 pen-

sionistici 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'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. 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.

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.

I flussi di cassa attesi sono predisposti sulla base dei più recenti piani aziendali approvati e delle informazioni disponibili al momento della stima; pertanto le assunzioni utilizzate nella stima dei flussi di cassa si basano sul giudizio della direzione aziendale con particolare riferimento all'andamento di variabili future, quali per esempio:

- > l'andamento atteso della domanda elettrica e del gas;
- > la disponibilità attesa delle risorse rinnovabili;
- > il mix di produzione degli impianti di generazione tradizionale, tenuto conto dei prezzi attesi e delle disponibilità delle commodity (gas, carbone, olio combustibile ecc.);

- > i prezzi attesi di vendita di energia e gas;
- > le variabili macroeconomiche quali inflazione, tassi di cambio e tassi di sconto.

Il tasso di sconto al lordo delle imposte riflette le valutazioni correnti di mercato del costo del denaro, rapportato al periodo dell'investimento e ai rischi specifici dell'attività di attualizzazione.

Tuttavia, possibili variazioni nella stima dei fattori su cui si basa il calcolo dei predetti valori recuperabili potrebbero produrre valutazioni diverse.

### 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 (art. 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 ragionevole e affidabile 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 devoluzione, 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. Qualora 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 2017 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 diversi procedimenti civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, che potrebbero generare passività di importo significativo, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso al giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono il Gruppo, con riferimento alla loro classificazione tra le passività potenziali ovvero tra le passività. 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; la nota 49 fornisce l'informativa delle passività potenziali maggiormente significative per il Gruppo.

## 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 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 2017", 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 Sud America operanti in Brasile (essenzialmente Enel Distribución Rio ed Enel Distribución Ceará SA).

## 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 predisposizione 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 dismesso 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 finanziarie 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 in-

teressenza 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 di 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 BV, 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. Tale valore viene confrontato con il valore contabile della partecipazione, il quale è misurato sulla base delle risultanze della medesima formula alla data di closing dell'operazione, 28 luglio 2017.

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 corrispettivo trasferito 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 un'attività o una passività, ossia come uno 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 riduzione 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 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'am-

mortamento 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 migioria 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 differenza 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 scadenza, 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 finan-

ziario 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 pro-

babile 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 esposte 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 di seguito dettagliata.

#### 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 at-

tualizzati 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 CO<sub>2</sub>) non utilizzati per la compliance del periodo di riferimento. Relativamente alle quote di emissioni di CO<sub>2</sub>, 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 sottoportafogli 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 simili. 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 economico 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 sull'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 inte-

ramente 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 in-

teramente 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 (per es., 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.

I certificati verdi, presenti oramai solo all'estero, 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 CO<sub>2</sub>, 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 com-

porta 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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente 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'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, 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;
- > 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 su base lineare 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 rivalizzate a ogni data di riferimento del bilancio e sono rileva-

te 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 2017

Il Gruppo ha adottato le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2017.

- > “Modifiche allo IAS 7 - Iniziativa di informativa”, 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). L'applicazione di tali modifiche non ha comportato modifiche sostanziali nell'informativa del presente bilancio consolidato.

- > “Modifiche allo IAS 12 - Rilevazione di attività fiscali differite per perdite non realizzate”, emesso a gennaio 2016. Forniscono 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. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio consolidato.
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016, limitatamente alle modifiche apportate al principio “IFRS 12 - Informativa sulle partecipazioni in altre entità”. In particolare, 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 fossero applicabili a tali partecipazioni. L'applicazione di tali modifiche non ha comportato impatti nel presente bilancio consolidato.

## 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 2017.

- > “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 sia i flussi di cassa contrattuali sia quelli 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 "incurved 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 framework 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 aggregate (*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.

Nel corso dell'esercizio 2017 è stato completato il 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 state verificate le modalità di classificazione degli strumenti finanziari previste dallo IAS 39 rispetto ai nuovi criteri previsti dall'IFRS 9 (*i.e.*, SPPI test e business model);
- b) "Impairment": è stata effettuata 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, in applicazione dell'approccio semplificato previsto dal principio, tali crediti sono

stati suddivisi in specifici cluster, tenendo conto anche del contesto normativo e regolamentare di riferimento, ed è stato applicato il modello di impairment basato sulle perdite attese sviluppato dal Gruppo per la valutazione collettiva. Per i crediti commerciali ritenuti dal management individualmente significativi e per cui si dispongono informazioni più puntuali sull'incremento significativo del rischio di credito, all'interno del modello semplificato, è stato applicato un approccio analitico;

c) "Hedge Accounting": sono state svolte le specifiche 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.

In sede di prima applicazione, gli effetti relativi all'adozione dell'IFRS 9 per "Classification and Measurement" e "Impairment" saranno rilevati nel patrimonio netto di Gruppo al 1° gennaio 2018, mentre, relativamente all'"Hedge Accounting", l'adozione delle nuove disposizioni è prospettica, fatta eccezione per la facoltà di separare i currency basis spread dalla relazione di copertura che il Gruppo ha scelto di applicare retrospettivamente.

In particolare, sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dal 1° gennaio 2018 dell'IFRS 9 comporterà, al netto del relativo effetto fiscale, un decremento, non significativo, del patrimonio netto di Gruppo, riferibile principalmente all'adozione dell'expected loss model.

> "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 assunto 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 cinque 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 forniscono 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 retroattivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 con possibilità di rilevare l'effetto a patrimonio netto al 1° gennaio 2018. Nel corso del 2017 è stata completata l'attività progettuale, avviata nel 2016, volta a individuare gli impatti connessi all'adozione del principio sul bilancio consolidato del Gruppo. In particolare, le fattispecie più significative a livello di bilancio consolidato di Gruppo che saranno interessate dalle nuove disposizioni dell'IFRS 15 si riferiscono a principalmente a: (i) i ricavi riferiti a taluni contratti di connessione alla rete elettrica precedentemente rilevati a Conto economico al momento dell'allaccio e, per effetto dell'IFRS 15, riscontati sulla base della natura dell'obbligazione risultante dal contratto con i clienti; e (ii) capitalizzazione dei costi per l'acquisizione dei contratti con i clienti, limitatamente alle commissioni di vendita riconosciute agli agenti.

In termini di rappresentazione, l'applicazione dell'IFRS 15 comporterà, inoltre, limitate fattispecie di riclassificazione nell'ambito del Conto economico.

In sede di prima applicazione delle nuove disposizioni, il Gruppo Enel intende avvalersi della possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. In particolare, si precisa che, sulla base delle informazioni disponibili, considerate le fattispecie indicate in precedenza, l'adozione del nuovo principio contabile internazionale IFRS 15, a partire dal 1° gennaio 2018, comporterà, al netto del relativo effetto fiscale, un decre-

mento complessivo del patrimonio netto di Gruppo pari a 3,7 miliardi di euro.

Tale diminuzione risente della rideterminazione dei corrispettivi relativi ai contratti per la connessione della clientela alla rete elettrica, parzialmente bilanciata da una variazione positiva relativa alla capitalizzazione dei costi connessi con l'acquisizione della clientela al netto del relativo ammortamento.

- > "Chiarimenti dell'IFRS 15 - Ricavi provenienti da contratti con i clienti", emesso ad aprile 2016. Introduce delle 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 standard. Le modifiche, che saranno applicabili dal 1° gennaio 2018, non impattano sulla stima dei potenziali impatti derivanti dall'adozione dell'IFRS 15.
- > "IFRS 16 - Leasing", 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:
  - a) 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
  - b) 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 finanzia-

ria). Il principio sarà applicabile 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.

- > "IFRS 17 - Insurance Contracts", emesso a maggio 2017. Definisce, essenzialmente, i criteri di rilevazione, misurazione, presentazione e disclosure dei contratti di assicurazione e riassicurazione emessi dalla società, nonché dei contratti di riassicurazione posseduti dalla società. L'IFRS 17 sostituisce il precedente standard IFRS 4 che non prevedeva un univoco metodo di rilevazione dei contratti assicurativi, con la conseguenza che tali contratti potevano essere rilevati diversamente nelle diverse giurisdizioni e, potenzialmente, anche nell'ambito della stessa società.

Il nuovo standard:

- richiede di fornire informazioni aggiornate circa le obbligazioni, i rischi e le performance dei contratti di assicurazione;
- aumenta la trasparenza delle informazioni finanziarie fornite dalle società di assicurazione, consentendo agli utilizzatori di bilancio di avere una maggiore confidenza nella comprensione del settore assicurativo; e
- introduce un metodo di contabilizzazione coerente per tutti i contratti assicurativi basato su un unico modello di valutazione.

Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

- > "Modifiche all'IFRS 2: Pagamenti basati su azioni", 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 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.

- > "Modifiche all'IFRS 4: Applicazione congiunta dell'IFRS 9 - Strumenti finanziari e dell'IFRS 4 - Contratti assicurativi", 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente. Il Gruppo Enel ha deciso di non esercitare l'opzione di esenzione temporanea per l'applicazione dell'IFRS 9 al settore assicurativo.

- > "Amendments to IFRS 9: Prepayment features with negative compensation", emesso a ottobre 2017. Le modifiche introducono un'eccezione circoscritta all'IFRS 9 per particolari attività finanziarie che altrimenti avrebbero flussi di cassa contrattuali che rappresentano esclusivamente pagamenti di capitale e interessi ma non soddisfano tale condizione solo per la previsione di un pagamento anticipato. In particolare, gli emendamenti prevedono che le attività finanziarie con clausola contrattuale che consente (o richiede) all'emittente di ripagare uno strumento di debito o permette (o richiede) al detentore di rimborsare uno strumento di debito all'emittente prima della scadenza possono essere valutate al costo ammortizzato o al fair value con contropartita patrimonio netto, subordinatamente alla valutazione del modello di business in cui sono detenute, se sono soddisfatte le seguenti condizioni:

- la società acquisisce o emette l'attività finanziaria a un premio o a uno sconto rispetto all'importo nominale del contratto;
- l'ammontare del pagamento anticipato rappresenta sostanzialmente l'importo nominale contrattuale e

gli interessi contrattuali maturati (ma non pagati), che possono includere un ragionevole compenso aggiuntivo per la risoluzione anticipata del contratto; e

- quando all'atto della rilevazione iniziale da parte della società il fair value della opzione di pagamento anticipato è non significativo.

Nel corso del 2017 lo IASB ha discusso inoltre il tema della modifica o sostituzione di una passività finanziaria che non comporta l'eliminazione contabile della stessa. La discussione si è concretizzata nell'aggiunta di una sezione nelle *Basis for Conclusion* dell'"IFRS 9 - Another issue: Modification or exchange of a financial liability that does not result in derecognition".

Lo IASB ha concluso che i requisiti previsti dall'IFRS 9 per l'adeguamento del costo ammortizzato di una passività finanziaria in caso di modifica (o di una sostituzione) che non determina l'eliminazione contabile della passività finanziaria risultano coerenti con le analoghe previsioni per la modifica di un'attività finanziaria che non determina l'eliminazione contabile dell'attività.

Le modifiche sono applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o in data successiva. È consentita l'applicazione anticipata.

- > "Amendments to IAS 28 - Long-term interests in associates and joint ventures", emesso a ottobre 2017. Le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'"IFRS 9 - Strumenti finanziari" alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.
- > "Modifiche allo IAS 40: Cambiamenti di destinazione di investimenti immobiliari", 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 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 sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

- > “IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments”, emesso a giugno 2017. L’interpretazione chiarisce come applicare i requisiti di rilevazione e valutazione dello IAS 12 in caso di incertezza sui trattamenti fiscali relativi alle imposte sul reddito. L’incertezza può riguardare sia le imposte correnti sia quelle differite. L’interpretazione propone che la società debba rilevare una passività o un’attività fiscale in condizioni di incertezza, se è probabile che l’Autorità fiscale accetterà o meno un determinato trattamento fiscale esaminando quanto ha il diritto di esaminare e avendo piena conoscenza di tutte le informazioni. L’interpretazione richiede, inoltre, che un’entità debba riesaminare i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le proprie previsioni sull’accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell’incertezza, o entrambi. L’interpretazione sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.
- > “Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2014-2016”, emesso a dicembre 2016, limitatamente alle modifiche apportate ai 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018 o successivamente.

Le nuove disposizioni contengono modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo.

- > “Annual improvements to IFRSs 2015-2017 cycle”, emesso a dicembre 2017. Contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. Ciascuna delle modifiche sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2019 o successivamente. È consentita un’applicazione anticipata. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
  - “IFRS 3 - Aggregazioni aziendali”; le modifiche chiariscono che un joint operator che acquisisce il controllo di un’attività a controllo congiunto che rappresenta un business deve rimisurare l’interessenza precedentemente detenuta nell’attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione;
  - “IFRS 11 - Joint Arrangements”; le modifiche chiariscono che se una società che partecipa in un’attività a controllo congiunto che rappresenta un business (ai sensi dell’IFRS 3) senza esercitare un controllo congiunto acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l’interessenza precedentemente detenuta;
  - “IAS 12 - Imposte sul reddito”; le modifiche chiariscono che una società deve contabilizzare gli effetti fiscali dei dividendi (definiti dall’IFRS 9) ai fini delle imposte sul reddito nel momento in cui è rilevata la passività relativa al dividendo dovuto, nel Conto economico, nel Conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove sono state rilevate le transazioni che hanno generato utili distribuibili;
  - “IAS 23 - Oneri finanziari”; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici che rimane in essere quando il correlato qualifying asset è pronto per

la destinazione o vendita deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

## 4

### Rideterminazione dei dati comparativi

I dati presentati nei commenti e nelle tabelle delle Note di commento sono omogenei e confrontabili tra di loro per gli esercizi 2016 e 2017. Non si sono rese necessarie rideterminazioni dei dati comparativi.

## 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.

#### 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 (costitu-

ite 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 (peraltro 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. 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%);
- > 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 circa 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 sopraccitata 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 circa 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 circa 51 milioni di euro. Il prezzo di vendita sarà soggetto ad aggiustamenti di prassi che includono una clausola di earn-out.

## 2017

- > Acquisizione, in data 10 gennaio 2017, del 100% di **Demand Energy Networks**, società con sede negli Stati Uniti specializzata in soluzioni software e sistemi di accumulo energetico intelligenti;
- > acquisizione, in data 10 febbraio 2017, del 100% di **Más Energía**, società messicana operante nel settore delle energie rinnovabili;
- > acquisizione, in data 14 febbraio 2017 e 4 maggio 2017, rispettivamente, del 94,84% e del 5,04% del capitale sociale (per un totale quindi del 99,88%) di **Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D)**, società di distribuzione di energia che opera nello stato brasiliano di Goiás; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.1;

- > acquisizione, in data 16 maggio 2017, del 100% di **Tynemouth Energy Storage**, società britannica attiva nel settore dell'accumulo di energia elettrica;
- > acquisizione, in data 4 giugno 2017, del 100% di **Amec Foster Wheeler Power** (oggi **Enel Green Power Sannio**), società proprietaria di due impianti eolici in provincia di Avellino;
- > perfezionamento, in data 7 agosto 2017, dell'acquisto del 100% del **Gruppo EnerNOC** a seguito del buon esito dell'offerta di EGPNA ai precedenti azionisti; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.2;
- > acquisizione, in data 25 ottobre 2017, del 100% di **eMotorWerks**, società statunitense operante nei sistemi di gestione della mobilità elettrica; per maggiori dettagli si rimanda alla nota 5.3;
- > cessione, nel mese di dicembre 2017, da parte di Enel Green Power North America ("EGPNA"), tramite un accordo di cash equity, dell'80% dei titoli di "Classe A" della controllata di EGPNA **Rocky Caney Wind**. Il corrispettivo totale dell'operazione è pari a 233 milioni di dollari statunitensi, con una plusvalenza realizzata di 4 milioni di euro.

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;
- > acquisizione, in data 3 maggio 2016, del restante 40% di **Maicor Wind**, società operante nel settore eolico in Italia, da parte di Enel Green Power, che ne diviene 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 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 generatesi 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;

- > acquisizione, in data 5 ottobre 2017, del 7,7% di **Enel Distribución Perú** tramite un'operazione effettuata in Borsa per un corrispettivo di 80 milioni di dollari statunitensi.

## 5.1 Acquisizione di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D)

In data 14 febbraio 2017 Enel Brasil ha finalizzato l'acquisizione del 94,84% del capitale sociale di Enel Distribuição Goiás (ex CELG-D), società di distribuzione di energia che opera nello Stato brasiliano di Goiás per effetto di una concessione valida fino al 2045. La quota restante di Enel Distribuição Goiás è stata offerta ai dipendenti in servizio e pensionati della società mediante una procedura ove Enel Brasil si è resa garante dell'acquisto delle azioni non acquisite dai medesimi. La procedura si è chiusa il 4 maggio 2017 e ha permesso al Gruppo di ottenere un'ulteriore quota del 5,04% di Enel Distribuição Goiás, giungendo quindi a una partecipazione complessivamente pari al 99,88%. Il relativo prezzo è stato interamente pagato per cassa.

Nel corso dell'esercizio la società ha completato l'allocatione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività e passività acquisite.

Le principali rettifiche rispetto al valore contabile sono essenzialmente riconducibili all'iscrizione di attività immateriali (in particolare relativamente ai diritti di concessione) e dei correlati effetti fiscali calcolati tenendo in considerazione gli effetti della fusione inversa di Enel Distribuição Goiás in Enel Investimentos. Si segnala che, in virtù delle caratteristiche del regime di concessione in cui opera, l'attività di distribuzione elettrica esercitata dalla società rientra nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12.

### Determinazione avviamento

Milioni di euro

<b>Attività nette acquisite prima dell'allocatione <sup>(1)</sup></b>	<b>(278)</b>
Rettifiche per allocatione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	1.234
- passività per imposte differite	(161)
- passività per benefici ai dipendenti	(40)
- altre rettifiche	(64)
- interessenze di terzi	(1)
<b>Attività nette acquisite dopo l'allocatione</b>	<b>690</b>
Costo acquisto 94,84%	665
Costo acquisto ulteriore 5,04%	25
<b>Costo dell'operazione</b>	<b>690</b>
Avviamento	-

(1) Attività nette proporzionalizzate alla quota di interessenza Enel al 99,88%.

Pertanto, la situazione contabile alla data di acquisizione è così definita:

#### Situazione contabile di Enel Distribuição Goiás alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 14 febbraio 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 14 febbraio 2017
Immobili, impianti e macchinari	13	-	13
Attività immateriali	572	1.234	1.806
Altre attività non correnti	318	(34)	284
Crediti commerciali	238	-	238
Rimanenze	7	-	7
Altre attività correnti	132	(64)	68
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	9	-	9
Finanziamenti	(326)	81	(245)
Benefici ai dipendenti	(43)	(40)	(83)
Passività per imposte differite	-	(161)	(161)
Altre passività non correnti	(161)	(17)	(178)
Fondi rischi e oneri	(216)	(11)	(227)
Debiti commerciali	(446)	(4)	(450)
Altre passività correnti	(375)	(15)	(390)
Interessenze di terzi	-	(1)	(1)
<b>Attività nette acquisite</b>	<b>(278)</b>	<b>968</b>	<b>690</b>

La contribuzione di Enel Distribuição Goiás ai risultati del 2017 è di 1.359 milioni di euro nei ricavi e di 37 milioni di

euro sul risultato operativo. Enel Distribuição Goiás fa parte della CGU Brasile.

## 5.2 Acquisizione di EnerNOC

In data 7 agosto 2017 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha perfezionato l'acquisto del 100% del Gruppo EnerNOC. L'acquisizione è avvenuta in due fasi sequenziali: nella prima fase EGPNA ha acquisito il 71,61% del capitale circolante di EnerNOC a un prezzo cash di 7,67 dollari statunitensi per azione a seguito dell'offerta agli azionisti per una quota non inferiore alla maggioranza azionaria di EnerNOC. A valle di tale esito dell'offerta, EGPNA ha completato l'acqui-

sizione liquidando anche gli altri azionisti allo stesso prezzo unitario e ottenendo il 100% della proprietà della società. Il relativo prezzo è stato interamente pagato per cassa. Anche in questo caso, nel corso dell'esercizio la società ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività e passività acquisite: a fronte del costo di acquisto di 212 milioni di euro le attività nette acquisite sono determinate come segue:

#### Determinazione avviamento

Milioni di euro

<b>Attività nette acquisite prima dell'allocazione</b>	<b>(29)</b>
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	142
- avviamento preesistente	(27)
- passività per imposte differite	(68)
- altre rettifiche	(2)
<b>Attività nette acquisite dopo l'allocazione</b>	<b>16</b>
<b>Costo dell'operazione</b>	<b>212</b>
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>212</i>
Avviamento	196



L'avviamento è stato rilevato principalmente in virtù di sinergie attese dall'aggregazione aziendale.

#### Situazione contabile del Gruppo EnerNOC alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili <i>ante</i> 7 agosto 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 7 agosto 2017
Immobili, impianti e macchinari	19	-	19
Attività immateriali	26	142	168
Avviamento	27	169	196
Altre attività non correnti	2	-	2
Crediti commerciali	65	-	65
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	68	-	68
Altre attività correnti	17	-	17
Finanziamenti	(90)	-	(90)
Passività per imposte differite	-	(68)	(68)
Altre passività non correnti	(7)	-	(7)
Debiti commerciali	(67)	-	(67)
Altre passività correnti	(89)	(2)	(91)
<b>Attività nette acquisite</b>	<b>(29)</b>	<b>241</b>	<b>212</b>

La contribuzione di EnerNOC ai risultati del 2017 è di 146 milioni di euro nei ricavi e di 8 milioni di euro sul risultato

operativo. EnerNOC fa parte della CGU Nord America - Enel X.

### 5.3 Acquisizione di eMotorWerks

Il 25 ottobre 2017 EnerNOC ha acquisito la società californiana eMotorWerks, leader nella fornitura di stazioni di ricarica per veicoli elettrici, denominate JuiceBox, e titolare di JuiceNet, piattaforma di Internet of Things (IoT) per la gestione intelligente della ricarica dei veicoli elettrici e di altri sistemi di accumulo distribuiti.

Il corrispettivo per l'acquisizione è pari a 130 milioni di euro, di cui 31 versati per cassa al momento dell'acquisizione; la restan-

te parte, pari a 99 milioni di euro, è stimata in base agli accordi di aggiustamento prezzo siglati con la controparte. Negli ultimi mesi dell'anno la società ha completato l'allocazione del prezzo di acquisizione, determinando in misura definitiva il fair value delle attività e passività acquisite: a fronte del costo di acquisto di 130 milioni di euro le attività nette acquisite sono determinate come segue:

#### Determinazione avviamento

Milioni di euro

<b>Attività nette acquisite prima dell'allocazione</b>	<b>-</b>
Rettifiche per allocazione prezzo acquisto:	
- attività immateriali	49
- passività per imposte differite	(12)
<b>Attività nette acquisite dopo l'allocazione</b>	<b>37</b>
<b>Costo dell'operazione</b>	<b>130</b>
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>31</i>
Avviamento	93

L'avviamento è stato rilevato principalmente in virtù di sinergie attese dall'aggregazione aziendale.

## Situazione contabile del Gruppo eMotorWerks alla data di acquisizione

Milioni di euro	Valori contabili ante 25 ottobre 2017	Rettifiche per allocazione prezzo acquisto	Valori rilevati al 25 ottobre 2017
Attività immateriali	-	49	49
Avviamento	-	93	93
Altre attività non correnti	1	-	1
Rimanenze	1	-	1
Passività per imposte differite	-	(12)	(12)
Altre passività non correnti	(1)	-	(1)
Debiti commerciali	(1)	-	(1)
<b>Attività nette acquisite</b>	<b>-</b>	<b>130</b>	<b>130</b>

La contribuzione di eMotorWerks ai risultati del 2017 è di 2 milioni di euro nei ricavi e negativa per 1 milione di euro sul risultato operativo. eMotorWerks fa parte della CGU Nord America - Enel X.

## 5.4 Altre acquisizioni minori

### Determinazione avviamento

Milioni di euro	Demand Energy Networks	Más Energía	Tynemouth Energy Storage	Amec Foster Wheeler Power (oggi Enel Green Power Sannio)	Azovskaya WPS e Windlife Kola Vetro
Immobili, impianti e macchinari	-	-	2	46	-
Attività immateriali	30	-	-	-	-
Imposte anticipate	6	-	-	-	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2	-	-	10	2
Crediti commerciali	-	-	-	1	-
Altre attività correnti	1	-	-	7	-
Finanziamenti a medio lungo termine	-	-	-	(29)	-
Imposte differite	(10)	-	-	-	-
Debiti commerciali	(2)	(3)	-	(1)	-
Altre passività correnti	(2)	-	-	(19)	(2)
<b>Attività nette acquisite</b>	<b>25</b>	<b>(3)</b>	<b>2</b>	<b>15</b>	<b>-</b>
<b>Costo dell'acquisizione</b>	<b>38</b>	<b>8</b>	<b>5</b>	<b>10</b>	<b>2</b>
<i>(di cui versati per cassa)</i>	<i>30</i>	<i>8</i>	<i>4</i>	<i>10</i>	<i>2</i>
Avviamento/(Badwill)	13	11	3	(5)	-

Si precisa che per tutte queste acquisizioni il processo di allocazione del prezzo è stato completato nel corso dell'esercizio.

## 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 2017 e del 2016

### Risultati 2017 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	37.900	19.940	13.126	2.374	1.185	96	18	74.639
Ricavi intersettoriali	881	54	28	37	2	-	(1.002)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>38.781</b>	<b>19.994</b>	<b>13.154</b>	<b>2.411</b>	<b>1.187</b>	<b>96</b>	<b>(984)</b>	<b>74.639</b>
Totale costi	32.455	16.434	8.976	1.868	430	39	(638)	59.564
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	537	13	26	-	2	-	-	578
Ammortamenti	1.769	1.562	1.149	189	202	40	20	4.931
Impairment	626	461	134	83	4	2	1	1.311
Ripristini di valore	(2)	(292)	(49)	(35)	-	-	(3)	(381)
<b>Risultato operativo</b>	<b>4.470</b>	<b>1.842</b>	<b>2.970</b>	<b>306</b>	<b>553</b>	<b>15</b>	<b>(364)</b>	<b>9.792</b>
<b>Investimenti</b>	<b>1.812</b>	<b>1.105</b>	<b>3.002</b>	<b>307</b> <sup>(2)</sup>	<b>1.802</b> <sup>(3)</sup>	<b>30</b>	<b>72</b>	<b>8.130</b>

(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 44 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Il dato non include 325 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

## Risultati 2016 <sup>(1)</sup>

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	36.091	18.831	10.739	3.618	1.122	29	162	70.592
Ricavi intersettoriali	954	122	29	180	3	-	(1.288)	-
<b>Totale ricavi</b>	<b>37.045</b>	<b>18.953</b>	<b>10.768</b>	<b>3.798</b>	<b>1.125</b>	<b>29</b>	<b>(1.126)</b>	<b>70.592</b>
Totale costi	30.161	15.522	7.221	3.030	291	15	(1.057)	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	650	359	442	248	19	7	1	1.726
Ripristini di valore	-	(240)	(1)	(18)	-	-	(2)	(261)
<b>Risultato operativo</b>	<b>4.270</b>	<b>1.766</b>	<b>2.163</b>	<b>286</b>	<b>565</b>	<b>(5)</b>	<b>(124)</b>	<b>8.921</b>
<b>Investimenti</b>	<b>1.894 <sup>(2)</sup></b>	<b>1.147</b>	<b>3.069</b>	<b>265 <sup>(3)</sup></b>	<b>1.832</b>	<b>304</b>	<b>41</b>	<b>8.552</b>

(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 7 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

## Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2017

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobil, impianti e macchinari	25.935 <sup>(1)</sup>	23.783	17.064	3.052	5.800	749	54	76.437
Attività immateriali	1.358	15.662	11.857	731	838	115	34	30.595
Crediti commerciali	10.073	2.340	2.432	337	193	29	(856)	14.548
Altro	3.033	1.697	954	194	377	10	(308)	5.957
<b>Attività operative</b>	<b>40.399 <sup>(1)</sup></b>	<b>43.482</b>	<b>32.307</b>	<b>4.314 <sup>(2)</sup></b>	<b>7.208 <sup>(3)</sup></b>	<b>903</b>	<b>(1.076)</b>	<b>127.537</b>
Debiti commerciali	6.847	2.738	2.790	426	782	60	(837)	12.806
Fondi diversi	2.843	3.592	1.325	101	29	20	527	8.437
Altro	7.170	3.225	2.451	297	254	74	(244)	13.227
<b>Passività operative</b>	<b>16.860</b>	<b>9.555</b>	<b>6.566</b>	<b>824 <sup>(4)</sup></b>	<b>1.065 <sup>(5)</sup></b>	<b>154</b>	<b>(554)</b>	<b>34.470</b>

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

(2) Di cui 141 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 1.675 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(4) Di cui 74 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(5) Di cui 145 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2016

Milioni di euro	Italia	Iberia	Sud America	Europa e Nord Africa	Nord e Centro America	Africa Sub-Sahariana e Asia	Altro, elisioni e rettifiche	<b>Totale</b>
Immobili, impianti e macchinari	25.963	24.158	17.411	3.048	4.831	780	80	76.271
Attività immateriali	1.314	15.653	11.045	743	633	113	(16)	29.485
Crediti commerciali	9.437	2.243	1.833	317	111	18	(453)	13.506
Altro	3.373	1.461	515	179	41	2	(98)	5.473
<b>Attività operative</b>	<b>40.087 <sup>(1)</sup></b>	<b>43.515</b>	<b>30.804</b>	<b>4.287</b>	<b>5.616 <sup>(2)</sup></b>	<b>913</b>	<b>(487)</b>	<b>124.735</b>
Debiti commerciali	7.605	2.155	2.445	374	490	58	(439)	12.688
Fondi diversi	3.122	4.096	1.039	127	25	18	572	8.999
Altro	7.126	3.042	1.980	305	210	54	209	12.926
<b>Passività operative</b>	<b>17.853</b>	<b>9.293</b>	<b>5.464</b>	<b>806</b>	<b>725</b>	<b>130</b>	<b>342</b>	<b>34.613</b>

(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".

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

Milioni di euro

	<b>al 31.12.2017</b>	al 31.12.2016
<b>Totale attività</b>	<b>155.641</b>	<b>155.596</b>
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.598	1.558
Altre attività finanziarie non correnti	4.002	3.892
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	260	301
Altre attività finanziarie correnti	4.614	3.053
Derivati	3.011	5.554
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	7.021	8.290
Attività per imposte anticipate	6.354	6.665
Crediti per imposte sul reddito	577	879
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	517	664
Attività finanziarie e fiscali di attività classificate come possedute per la vendita	150	5
<b>Attività di settore</b>	<b>127.537</b>	<b>124.735</b>
<b>Totale passività</b>	<b>103.480</b>	<b>103.021</b>
Finanziamenti a lungo termine	42.439	41.336
Finanziamenti a breve termine	1.894	5.372
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	7.000	4.384
Altre passività finanziarie correnti	954	1.264
Derivati	5.258	5.854
Passività per imposte differite	8.348	8.768
Debiti per imposte sul reddito	284	359
Debiti tributari diversi	1.323	1.071
Passività finanziarie e fiscali di passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	1.510	-
<b>Passività di settore</b>	<b>34.470</b>	<b>34.613</b>

## 7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 72.664 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Vendita energia elettrica	43.433	42.337	1.096	2,6%
Trasporto energia elettrica	9.973	9.587	386	4,0%
Corrispettivi da gestori di rete	900	557	343	61,6%
Contributi da operatori istituzionali di mercato	1.635	1.462	173	11,8%
Vendita gas	3.964	3.876	88	2,3%
Trasporto gas	570	563	7	1,2%
Ricavi da vendita di combustibili	8.340	7.028	1.312	18,7%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	800	814	(14)	-1,7%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	566	560	6	1,1%
Altre vendite e prestazioni	2.483	1.820	663	36,4%
<b>Totale</b>	<b>72.664</b>	<b>68.604</b>	<b>4.060</b>	<b>5,9%</b>

Nel 2017 i ricavi da "Vendita di energia elettrica" ammontano a 43.433 milioni di euro (42.337 milioni di euro nel 2016) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 31.418 milioni di euro (29.101 milioni di euro nel 2016), le vendite di energia all'ingrosso per 8.820 milioni di euro (11.009 milioni di euro nel 2016) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 3.195 milioni di euro (2.227 milioni di euro nel 2016). L'incremento dei ricavi di vendita di energia elettrica ai clienti finali e per attività di trading, parzialmente compensato dalle vendite di energia all'ingrosso, è dovuto principalmente all'aumento dei volumi intermediati in uno scenario di prezzi medi di vendita in ripresa e alla variazione dei tassi di cambio. Inoltre, la variazione complessiva dei ricavi da vendita di energia elettrica è stata influenzata negativamente dalle variazioni di perimetro, infatti l'incremento dei ricavi relativo all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás per 1.042 milioni di euro è stato più che compensato dalla riduzione dei ricavi di vendita per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne per 1.225 milioni di euro, di EGPNA REP per 152 milioni di euro, di Marcinelle Energie per 102 milioni di euro e di Enel France per 97 milioni di euro.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2017 a 9.973 milioni di euro, con un incremento di 386 milioni di euro. Tale incremento è prevalentemente concentrato in Spagna, Sud America e Italia. In Spagna l'aumento dei ricavi da trasporto è connesso all'utilizzo dei nuovi criteri di stima delle tariffe per le attività di trasporto previste dal decreto ministeriale proposto dal Ministero del Turismo e del Commercio.

In Sud America l'incremento dei ricavi da trasporto è dovuto prevalentemente all'aumento della tariffa media, alle maggiori quantità trasportate e all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás.

In Italia l'aumento dei ricavi di trasporto è connesso ai maggiori volumi trasportati nel mercato libero; tuttavia, tale effetto è stato in gran parte compensato dalla riduzione delle tariffe di distribuzione e dei meccanismi di perequazione (deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) n. 654/2015 - "Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, relative al periodo di regolazione 2016-2023" e successive modifiche) e dalla riduzione dei ricavi relativi agli oneri di sistema.

I ricavi per "Contributi da operatori istituzionali di mercato" sono pari nel 2017 a 1.635 milioni di euro, in aumento di 173 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento si riferisce essenzialmente alle società spagnole, per 200 milioni di euro, ed è dovuto all'aumento della produzione di energia elettrica da combustibili liquidi e dei relativi prezzi, per i quali il Gruppo ha diritto ai rimborsi. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla riduzione dei ricavi per contributi ricevuti per energia prodotta da fonti rinnovabili, in Enel Green Power per 35 milioni di euro, per la scadenza degli incentivi relativi ad alcuni impianti geotermici e idroelettrici.

I ricavi per "Vendita di gas" nel 2017 sono pari a 3.964 milioni di euro (3.876 milioni di euro nel 2016), con un incremento di



88 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. Tale incremento risente essenzialmente dei maggiori ricavi in Iberia per 131 milioni di euro determinati, in particolare, dall'incremento delle quantità vendute e da un leggero aumento dei prezzi medi unitari rispetto a quelli applicati nel 2016. Tale effetto è parzialmente compensato da una riduzione dei ricavi per il deconsolidamento di Marcinelle Energie per 39 milioni di euro.

I ricavi per "Trasporto di gas" sono pari a 570 milioni di euro, con un incremento di 7 milioni di euro (+1,2%) soprattutto a seguito delle maggiori quantità vettorate in Italia.

I "Ricavi da vendita di combustibili", pari a 8.340 milioni di euro, aumentano di 1.312 milioni di euro prevalentemente

per le vendite di gas. Includono nel 2017 vendite di gas naturale per 8.291 milioni di euro (6.953 milioni di euro nel 2016) e le vendite di altri combustibili per 49 milioni di euro (75 milioni di euro nel 2016).

I "Ricavi da vendita di certificati ambientali", infine, registrano un incremento di 6 milioni di euro per effetto delle maggiori vendite di diritti di emissione CO<sub>2</sub> per 22 milioni di euro e dei certificati di efficienza energetica per 8 milioni di euro, parzialmente compensati dalle minori vendite di certificati verdi per 24 milioni di euro.

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

Milioni di euro

	2017	2016
<b>Italia</b>	<b>27.935</b>	<b>27.516</b>
<b>Europa</b>		
Iberia	19.032	17.953
Francia	1.333	1.001
Svizzera	135	367
Germania	2.244	1.880
Austria	290	10
Slovenia	39	29
Slovacchia	54	660
Romania	1.067	996
Grecia	58	60
Bulgaria	9	9
Belgio	46	416
Repubblica Ceca	-	382
Ungheria	472	335
Russia	1.128	961
Olanda	4.063	3.554
Regno Unito	648	1.008
Altri Paesi europei	82	144
<b>America</b>		
Stati Uniti	693	367
Canada	-	-
Messico	359	144
Brasile	4.687	2.536
Cile	3.473	3.510
Perù	1.167	1.215
Colombia	2.103	2.028
Argentina	1.364	1.051
Altri Paesi sudamericani	14	156
<b>Altri</b>		
Africa	79	28
Asia	90	288
<b>Totale</b>	<b>72.664</b>	<b>68.604</b>

## 7.b Altri ricavi e proventi - Euro 1.975 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Contributi in conto esercizio	40	22	18	81,8%
Contributi per certificati ambientali	878	536	342	63,8%
Contributi in conto impianti (business elettrico e gas)	21	19	2	10,5%
Rimborsi vari	361	241	120	49,8%
Plusvalenze da alienazione di controllate, collegate, joint venture, joint operation e attività non correnti possedute per la vendita	159	399	(240)	-60,2%
Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo	-	99	(99)	-
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	43	65	(22)	-33,8%
Premio per continuità del servizio	66	51	15	29,4%
Altri ricavi	407	556	(149)	-26,8%
<b>Totale</b>	<b>1.975</b>	<b>1.988</b>	<b>(13)</b>	<b>-0,7%</b>

I “Contributi per certificati ambientali” si incrementano di 342 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente, essenzialmente per l’incremento dei contributi per certificati di efficienza energetica, per 351 milioni di euro, compensato parzialmente dalla riduzione dei contributi per certificati verdi per 9 milioni di euro.

I “Rimborsi vari” si riferiscono a rimborsi vari da clienti e fornitori per 165 milioni di euro (184 milioni di euro nel 2016) e a risarcimenti assicurativi e risarcimenti da terzi per 196 milioni di euro (57 milioni di euro nel 2016). L’incremento dei ricavi per risarcimenti danni si riferisce essenzialmente all’arbitrato instaurato dal Gruppo relativamente al parco eolico Chucas, per il quale al Gruppo è stato riconosciuto l’importo di 100 milioni di euro da ICE (Instituto Costarricense de Electricidad), e al Gruppo Enel Américas per 41 milioni di euro.

La voce relativa alle plusvalenze da alienazione, pari a 159 milioni di euro nel 2017, si decrementa di 240 milioni di euro rispetto al 2016 e accoglie prevalentemente la plusvalenza di 143 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione nella società cilena Electrogas.

Nel 2016, invece, tale voce si riferiva prevalentemente alle seguenti operazioni:

- > la plusvalenza relativa alla cessione di GNL Quintero (società collegata nella quale il Gruppo deteneva il 20%) per 173 milioni di euro;
- > la plusvalenza di 124 milioni di euro derivante dalla cessione di Hydro Dolomiti Enel;

- > la plusvalenza di 35 milioni di euro conseguita da Enel Green Power Kansas per la cessione delle proprie controllate Cimarron e Lindahl;
- > il riconoscimento di un aggiustamento prezzo relativo alla cessione degli asset portoghesi ceduti nel 2015 per 30 milioni di euro.

Nel 2017 non si registrano “Proventi da rimisurazione al fair value a seguito di modifiche nel controllo”, mentre erano pari a 99 milioni di euro nell’esercizio precedente.

Nel 2016 i proventi si riferivano per 95 milioni di euro all’adeguamento al valore corrente delle attività e delle passività del Gruppo a seguito della perdita del controllo avvenuta con la modifica della governance e la conseguente perdita del controllo di EGPNA REP.

La voce “Altri ricavi” per 407 milioni di euro (556 milioni di euro nel 2016) registra un decremento di 149 milioni di euro rispetto all’esercizio precedente. Tale decremento si riferisce prevalentemente:

- > alla riduzione dei canoni di locazione per 94 milioni di euro, che si riferisce essenzialmente a Enel Américas;
- > al decremento degli altri ricavi e proventi per 50 milioni di euro, relativo per 35 milioni di euro a Renovables de Guatemala;
- > alla riduzione degli altri ricavi connessi al business elettrico per 34 milioni di euro che si riferisce per 23 milioni di euro al Gruppo Enel Américas e per 11 milioni di euro al deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

## Costi

### 8.a Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile - *Euro 36.039 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Energia elettrica	20.011	18.514	1.497	8,1%
Gas	12.654	10.514	2.140	20,4%
Combustibile nucleare	137	165	(28)	-17,0%
Altri combustibili	3.237	2.846	391	13,7%
<b>Totale</b>	<b>36.039</b>	<b>32.039</b>	<b>4.000</b>	<b>12,5%</b>

Gli acquisti di "Energia elettrica" nel 2017 ammontano a 20.011 milioni di euro, con un incremento di 1.497 milioni di euro rispetto al 2016 (8,1%). Tali costi includono gli acquisti effettuati mediante contratti bilaterali sui mercati nazionali ed esteri per 7.494 milioni di euro (6.801 milioni di euro nel 2016), gli acquisti di energia negoziati sulle Borse dell'energia elettrica per 6.444 milioni di euro (4.418 milioni di euro nel 2016) e altri acquisti effettuati su mercati locali ed esteri e nell'ambito dei servizi di dispacciamento e bilanciamento, per un importo complessivo di 6.073 milioni di euro (7.295 milioni di euro nel 2016).

I maggiori costi sono, quindi, dovuti prevalentemente all'incremento degli acquisti effettuati sulla Borsa (in particolare in Italia, Iberia e Sud America, quest'ultima prevalentemente per effetto dell'ingresso di Enel Distribuição Goiás nel perimetro di consolidamento a partire da febbraio 2017). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori acquisti di altre tipologie per un totale di 1.222 milioni di

euro, sostanzialmente riferibile alla riduzione dei volumi e dei prezzi intermediati dalla Country Italia e all'effetto della variazione di perimetro per il deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

Gli acquisti di "Gas" registrano un incremento di 2.140 milioni di euro, sostanzialmente riferibile al più alto valore del gas acquisito da terzi. Tale variazione risente dell'incremento dei costi medi, in termini sia di prezzo sia di quantità, cui si aggiunge che nel 2016 tale voce beneficiava degli effetti riduttivi prodotti da accordi di price review per alcuni contratti di fornitura in misura maggiore rispetto al 2017.

Gli acquisti di "Altri combustibili" aumentano di 391 milioni di euro, attestandosi a 3.237 milioni di euro nel 2017, principalmente attribuibile all'incremento del consumo in uno scenario di prezzi crescenti.

### 8.b Costi per servizi e altri materiali - *Euro 17.982 milioni*

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Vettoriamenti passivi	9.840	9.448	392	4,1%
Manutenzioni e riparazioni	1.128	1.169	(41)	-3,5%
Telefonici e postali	199	190	9	4,7%
Servizi di comunicazione	127	113	14	12,4%
Servizi informatici	627	442	185	41,9%
Godimento beni di terzi	525	541	(16)	-3,0%
Altri servizi	3.656	3.782	(126)	-3,3%
Altri materiali	1.880	1.708	172	10,1%
<b>Totale</b>	<b>17.982</b>	<b>17.393</b>	<b>589</b>	<b>3,4%</b>

I costi per servizi e altri materiali, pari a 17.982 milioni di euro nel 2017, registrano un incremento di 589 milioni di euro rispetto all'esercizio 2016, sostanzialmente riferito a maggiori costi per vettoriamenti passivi per 392 milioni di euro, concentrati in Sud America, Italia e Nord America, a maggiori costi per prestazioni informatiche per 185 milioni di euro, iscritti soprattutto sul territorio italiano, e a più alti costi sostenuti per l'aumento degli acquisti per materiali e apparecchiature destinati a lavori su infrastrutture e reti in

concessione in Brasile, prevalentemente in conseguenza del consolidamento di Enel Distribuição Goiás per 105 milioni di euro.

Tali effetti sono in parte compensati da minori oneri per accesso alla rete di trasmissione dell'energia per 219 milioni di euro, soprattutto in Spagna relativamente alla generazione di energia elettrica, e per 78 milioni di euro riconducibili al deconsolidamento di Slovenské elektrárne.

## 8.c Costo del personale - Euro 4.504 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Salari e stipendi	3.152	3.127	25	0,8%
Oneri sociali	895	901	(6)	-0,7%
Trattamento di fine rapporto	104	105	(1)	-1,0%
Benefici successivi al rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine	139	129	10	7,8%
Incentivi all'esodo	76	228	(152)	-66,7%
Altri costi	138	147	(9)	-6,1%
<b>Totale</b>	<b>4.504</b>	<b>4.637</b>	<b>(133)</b>	<b>-2,9%</b>

Il costo del personale dell'esercizio 2017, pari a 4.504 milioni di euro, registra un decremento di 133 milioni di euro. L'organico del Gruppo aumenta di 820 risorse per l'effetto del saldo tra le assunzioni e le cessazioni (-2.111 risorse), dovuto alle politiche di incentivazione all'esodo, e soprattutto a causa delle variazioni di perimetro (+2.931 risorse), sostanzialmente dovute alle acquisizioni effettuate nel corso del 2017, e nello specifico:

- > acquisizione a gennaio della società Demand Energy in Nord America;
- > acquisizione a febbraio della società Enel Distribuição Goiás in Brasile;
- > acquisizione a giugno della società Enel Green Power Sannio in Italia;
- > acquisizione ad agosto della società EnerNOC in Nord America;
- > acquisizione a ottobre della società eMotorWerks in Nord America;
- > consolidamento a novembre della società Endesa Comercialização in Portogallo.

L'incremento dei "Salari e stipendi" riflette sostanzialmente le maggiori consistenze medie dell'esercizio 2017.

Gli oneri per "Incentivi all'esodo" nel 2017 ammontano a 76 milioni di euro e si riducono di 152 milioni di euro, principalmente per il minor costo (per 205 milioni di euro rispetto al 2016) per i piani di incentivazione avviati in Spagna (*Plan de Salida*). Tale riduzione è solo parzialmente compensata dall'introduzione di analogo strumento nella società neoacquisita Enel Distribuição Goiás al fine di renderne più efficiente la struttura (45 milioni di euro).

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 2017.

	Consistenza media <sup>(1)</sup>			Consistenza <sup>(1)</sup>
	2017	2016	2017-2016	al 31.12.2017
Manager	1.308	1.329	(21)	1.281
Middle manager	10.073	10.185	(111)	10.416
White collar	32.558	34.373	(1.815)	32.653
Blue collar	18.956	19.401	(446)	18.550
<b>Totale</b>	<b>62.895</b>	<b>65.288</b>	<b>(2.393)</b>	<b>62.900</b>

(1) Per le società che presentano joint operation la consistenza corrisponde alla quota di competenza Enel.

## 8.d Ammortamenti e impairment - Euro 5.861 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Immobili, impianti e macchinari	4.119	4.171	(52)	-1,2%
Investimenti immobiliari	7	8	(1)	-12,5%
Attività immateriali	805	711	94	13,2%
Impairment	1.311	1.726	(415)	-24,0%
Ripristini di valore	(381)	(261)	(120)	-46,0%
<b>Totale</b>	<b>5.861</b>	<b>6.355</b>	<b>(494)</b>	<b>-7,8%</b>

La voce "Ammortamenti e impairment" registra nel 2017 un decremento di 494 milioni di euro prevalentemente per effetto delle minori perdite di valore rilevate nel corso del 2017 rispetto all'esercizio a confronto. Si segnala, inoltre, che nel corso del 2017 il Gruppo ha completato con il supporto di appositi advisor tecnici, uno studio volto a valutare il livello di performance operativa dei propri impianti solari ed eolici, ad analizzare i dati storici in termini di durata e frequenza degli interventi di manutenzione resi necessari in virtù di problematiche tecniche e a esaminare le condizioni ambientali e climatiche alle quali gli impianti del Gruppo risultano esposti. I risultati delle analisi svolte su tali informazioni hanno fornito elementi sufficienti a ritenere ragionevole la previsione di un probabile allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti degli impianti di generazione da fonte solare e da fonte eolica rispetto a quelle che erano state le previsioni formulate in anni precedenti.

Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il Gruppo ha proceduto a rivisitare le vite utili di tali componenti in base alle risultanze dello studio effettuato, tenendo altresì conto di eventuali vincoli di natura legale che fossero presenti in talune giurisdizioni in cui il Gruppo opera e che possano effettivamente condizionare il diritto allo sfruttamento di tali asset fino a esaurimento della loro vita economico-tecnica.

In particolare, tali modifiche hanno riguardato l'estensione fino a 30 anni della vita utile di turbine e generatori e altri macchinari meccanici ed elettrici per impianti di produzione da fonte eolica, nonché l'estensione della vita utile dei macchinari meccanici ed elettrici degli impianti di produzione da fonte solare, pur rimanendo nell'ambito dell'intervallo di vite utili già attualmente adottate dal Gruppo.

Inoltre, in virtù di alcuni specifici studi tecnici condotti internamente sul perimetro di asset di impianti di generazione da fonte idroelettrica in Spagna e in Cile, il Gruppo ha altresì ritenuto che sussistessero le condizioni per un allungamento delle vite economico-tecniche di alcune componenti delle centrali idroelettriche programmabili. Anche in questo caso, pur rimanendo all'interno dell'intervallo di vite utili già utilizzate dal Gruppo, l'innalzamento medio delle stesse nell'ambito di ciascuna categoria ha determinato una riduzione degli ammortamenti dell'esercizio.

Gli effetti complessivi di tali cambiamenti, in termini di minori ammortamenti nelle aliquote di ammortamento sulla presente Relazione finanziaria annuale, sono pari a 128 milioni di euro.

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
<b>Impairment:</b>				
- immobili, impianti e macchinari	65	280	(215)	-76,8%
- investimenti immobiliari	10	6	4	66,7%
- attività immateriali	7	241	(234)	-97,1%
- avviamento	-	31	(31)	-
- crediti commerciali	1.204	973	231	23,7%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	74	(74)	-
- altre attività	25	121	(96)	-79,3%
<b>Totale impairment</b>	<b>1.311</b>	<b>1.726</b>	<b>(415)</b>	<b>-24,0%</b>
<b>Ripristini di valore:</b>				
- immobili, impianti e macchinari	(53)	(2)	(51)	-
- investimenti immobiliari	-	-	-	-
- attività immateriali	(9)	(5)	(4)	-80,0%
- crediti commerciali	(310)	(250)	(60)	-24,0%
- attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-
- altre attività	(9)	(4)	(5)	-
<b>Totale ripristini di valore</b>	<b>(381)</b>	<b>(261)</b>	<b>(120)</b>	<b>-46,0%</b>

La voce "Impairment" diminuisce di 415 milioni di euro rispetto al periodo precedente.

In particolare, il 2016 includeva l'adeguamento di valore dei diritti di sfruttamento dei fiumi cileni Neltume e Choshuenco (273 milioni di euro, di cui 33 milioni di euro relativi ad attività materiali e 240 milioni di euro relativi ad attività immateriali), nonché le svalutazioni effettuate a esito degli impairment test sulle CGU Enel Green Power Romania (130 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, la svalutazione

di un terreno di proprietà della controllata spagnola operante nel settore della distribuzione (22 milioni di euro) e infine altre partite minori afferenti prevalentemente alle società che operano nel settore delle energie rinnovabili.

Il 2017 accoglie invece principalmente l'impairment degli asset geotermici della partecipata tedesca Erdwärme Oberland GmbH (42 milioni di euro) rilevati a seguito di insuccessi esplorativi.

La svalutazione dei crediti commerciali e delle altre attività è pari a 1.229 milioni di euro, che al netto dei ripristini si è incrementata nel corso del 2017 di 70 milioni di euro, soprattutto in Argentina e Brasile a seguito del peggioramento delle condizioni economiche e in Italia a fronte del sopravvenuto rischio di inesigibilità relativo ad alcuni trader.

## 8.e Altri costi operativi - Euro 2.886 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Oneri di sistema - quote di emissioni inquinanti	392	557	(165)	-29,6%
Oneri per Titoli di Efficienza Energetica	776	426	350	82,2%
Oneri per acquisto di certificati verdi	35	(19)	54	-
Minusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali	105	266	(161)	-60,5%
Imposte e tasse	1.197	1.060	137	12,9%
Altri	381	493	(112)	-22,7%
<b>Totale</b>	<b>2.886</b>	<b>2.783</b>	<b>103</b>	<b>3,7%</b>



Gli altri costi operativi, pari a 2.886 milioni di euro, registrano un incremento di 103 milioni di euro.

Tale variazione è sostanzialmente riferibile:

- > a maggiori oneri di compliance ambientale per 239 milioni di euro in particolare in Italia e Romania;
- > a maggiori oneri per imposte e tasse per 137 milioni di euro, sostanzialmente riferibili a maggiori imposte sulla generazione termica in Spagna e a maggiori imposte sulla generazione nucleare in Catalogna a seguito dell'introduzione della nuova legge n. 5/2017 che tassa i rifiuti nucleari. Tale effetto è amplificato dal fatto che il Gruppo, nel 2016, aveva beneficiato del riversamento delle imposte sul nucleare accantonate in precedenza e per le quali era stata sancita l'incostituzionalità della legge previgente;
- > a maggiori costi sostenuti per multe registrate in Argentina per il mancato raggiungimento di standard qualitativi

nella fornitura del servizio elettrico (44 milioni di euro) e in Brasile per la variazione di perimetro riferibile a Enel Distribuição Goiás per 18 milioni di euro;

- > a minori minusvalenze rilevate per 161 milioni di euro; in particolare, tale voce risente delle svalutazioni effettuate nel 2016 in Sud America a seguito della rinuncia ai diritti di sfruttamento idrico per diversi progetti di sviluppo in seguito all'analisi della loro redditività e del loro impatto socioeconomico;
- > al rilascio del fondo contenzioso effettuato nel 2016 relativamente al contenzioso SAPE per 80 milioni di euro a seguito del lodo arbitrale;
- > al riconoscimento di minori oneri derivanti dalla sentenza che ha riconosciuto a Endesa il rimborso di quanto versato per finanziare il *bono social* negli esercizi 2014, 2015 e 2016, con un impatto positivo di 222 milioni di euro.

## 8.f Costi per lavori interni capitalizzati - Euro (1.847) milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Personale	(780)	(730)	(50)	6,8%
Materiali	(618)	(544)	(74)	-13,6%
Altri	(449)	(395)	(54)	-13,7%
<b>Totale</b>	<b>(1.847)</b>	<b>(1.669)</b>	<b>(178)</b>	<b>-10,7%</b>

Gli oneri capitalizzati si riferiscono per 780 milioni di euro a costi del personale, per 618 milioni di euro a costi per materiali e per 449 milioni di euro a costi per servizi (rispettivamente 730 milioni di euro, 544 milioni di euro e 395 mi-

lioni di euro nell'esercizio 2016). Gli oneri capitalizzati fanno principalmente riferimento allo sviluppo e alla realizzazione di maggiori investimenti soprattutto nell'ambito delle rinnovabili e della distribuzione.

## 9. Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value - Euro 578 milioni

I proventi netti derivanti dalla gestione del rischio commodity ammontano a 578 milioni di euro nel 2017 (mentre nel 2016 si rilevavano oneri netti per 133 milioni di euro), così composto:

- > proventi netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 246 milioni di euro (oneri netti per 610 milioni di euro nel 2016);

- > proventi netti sui derivati al fair value con impatto a Conto economico per 332 milioni di euro (proventi netti per 477 milioni di euro nel 2016).

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

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
<b>Proventi:</b>				
- proventi da derivati di cash flow hedge	284	14	270	-
- proventi da derivati di fair value rilevati a Conto economico	1.288	974	314	32,2%
<b>Totale proventi</b>	<b>1.572</b>	<b>988</b>	<b>584</b>	<b>59,1%</b>
<b>Oneri:</b>				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(38)	(624)	586	-93,9%
- oneri da derivati di fair value rilevati a Conto economico	(956)	(497)	(459)	-92,4%
<b>Totale oneri</b>	<b>(994)</b>	<b>(1.121)</b>	<b>127</b>	<b>-11,3%</b>
<b>PROVENTI/(ONERI) NETTI DA CONTRATTI SU COMMODITY VALUTATI AL FAIR VALUE</b>	<b>578</b>	<b>(133)</b>	<b>711</b>	<b>-</b>

## 10. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati - Euro (1.155) milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
<b>Proventi:</b>				
- proventi da derivati di cash flow hedge	728	475	253	53,3%
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	847	1.369	(522)	-38,1%
- proventi da derivati di fair value hedge	36	40	(4)	-10,0%
<b>Totale proventi</b>	<b>1.611</b>	<b>1.884</b>	<b>(273)</b>	<b>-14,5%</b>
<b>Oneri:</b>				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(2.171)	(1.141)	(1.030)	-90,3%
- oneri da derivati al fair value rilevato a Conto economico	(552)	(1.620)	1.068	-65,9%
- oneri da derivati di fair value hedge	(43)	(60)	17	-28,3%
<b>Totale oneri</b>	<b>(2.766)</b>	<b>(2.821)</b>	<b>55</b>	<b>-1,9%</b>
<b>PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI DA CONTRATTI DERIVATI</b>	<b>(1.155)</b>	<b>(937)</b>	<b>(218)</b>	<b>-23,3%</b>

Gli oneri netti da contratti derivati su tassi e cambi presentano un saldo di 1.155 milioni di euro nel 2017 (mentre nel 2016 si rilevavano oneri netti per 937 milioni di euro), così composto:

- > oneri netti derivanti dalla gestione dei derivati di cash flow hedge per 1.443 milioni di euro (oneri netti per 666 milioni di euro nel 2016);
- > proventi netti sui derivati al fair value con impatto a Conto

economico per 295 milioni di euro (oneri netti per 251 milioni di euro nel 2016);

- > oneri netti sui derivati di fair value hedge per 7 milioni di euro (oneri netti per 20 milioni di euro nel 2016).

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

## 11. Altri proventi/(oneri) finanziari netti - Euro (1.537) milioni

### Altri proventi finanziari

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
<b>Interessi da attività finanziarie (correnti e non correnti):</b>				
- interessi attivi al tasso effettivo su titoli e crediti non correnti	52	45	7	15,6%
- interessi attivi al tasso effettivo su investimenti finanziari a breve	132	179	(47)	-26,3%
<b>Totale interessi attivi al tasso effettivo</b>	<b>184</b>	<b>224</b>	<b>(40)</b>	<b>-17,9%</b>
<b>Proventi finanziari su titoli non correnti designati al fair value through profit or loss</b>	-	-	-	-
<b>Differenze positive di cambio</b>	<b>1.852</b>	<b>1.776</b>	<b>76</b>	<b>4,3%</b>
<b>Proventi da partecipazioni</b>	<b>54</b>	<b>9</b>	<b>45</b>	-
<b>Altri proventi</b>	<b>281</b>	<b>280</b>	<b>1</b>	<b>0,4%</b>
<b>TOTALE PROVENTI FINANZIARI</b>	<b>2.371</b>	<b>2.289</b>	<b>82</b>	<b>3,6%</b>

Gli "Altri proventi finanziari", pari a 2.371 milioni di euro, registrano un incremento di 82 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito:

- > dell'incremento delle differenze positive di cambio per 76 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

40 milioni di euro, connessa prevalentemente al deconsolidamento di Slovenské elektrárne;

- > dell'aumento dei proventi da partecipazioni in altre imprese per 45 milioni di euro, che nel 2017 risultano pari a 54 milioni di euro, dovuto essenzialmente alla plusvalenza per l'alienazione della partecipazione nella società indonesiana Bayan Resources (52 milioni di euro).

### Altri oneri finanziari

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
<b>Interessi su debiti finanziari (correnti e non correnti):</b>				
- interessi passivi su debiti verso banche	357	405	(48)	-11,9%
- interessi passivi su prestiti obbligazionari	1.987	2.135	(148)	-6,9%
- interessi passivi su altri finanziamenti non bancari	95	138	(43)	-31,2%
<b>Totale interessi passivi</b>	<b>2.439</b>	<b>2.678</b>	<b>(239)</b>	<b>-8,9%</b>
<b>Differenze negative di cambio</b>	<b>820</b>	<b>947</b>	<b>(127)</b>	<b>-13,4%</b>
<b>Attualizzazione TFR e altri benefici ai dipendenti</b>	<b>72</b>	<b>79</b>	<b>(7)</b>	<b>-8,9%</b>
<b>Attualizzazione altri fondi</b>	<b>190</b>	<b>286</b>	<b>(96)</b>	<b>-33,6%</b>
<b>Oneri da partecipazioni</b>	-	-	-	-
<b>Altri oneri</b>	<b>387</b>	<b>349</b>	<b>38</b>	<b>10,9%</b>
<b>TOTALE ONERI FINANZIARI</b>	<b>3.908</b>	<b>4.339</b>	<b>(431)</b>	<b>-9,9%</b>

Gli "Altri oneri finanziari", pari a 3.908 milioni di euro, evidenziano un decremento complessivo di 431 milioni di euro rispetto al 2016. Tale variazione risente in particolare dei seguenti effetti:

- > decremento degli interessi passivi su prestiti obbligazio-

nari per 148 milioni, prevalentemente dovuto a Enel SpA (per 106 milioni) e al Gruppo Enersis Américas (per 54 milioni di euro); tali effetti sono stati parzialmente compensati da un incremento di interessi in Enel Finance International (24 milioni di euro);

- > riduzione degli interessi passivi verso banche per 48 milioni, relativa soprattutto ai finanziamenti a lungo termine (53 milioni di euro);
- > decremento degli interessi passivi su altri finanziamenti non bancari per 43 milioni di euro, connesso prevalentemente agli interessi passivi maturati sui debiti per tax partnership a medio e lungo termine (33 milioni di euro);
- > decremento delle differenze negative di cambio per 127 milioni di euro;
- > decremento degli oneri per attualizzazione altri fondi per 96 milioni di euro, prevalentemente connesso alla riduzione degli interessi passivi sul fondo incentivi all'esodo per 58 milioni di euro, concentrata soprattutto in Spagna (47 milioni di euro), e alla diminuzione degli oneri per il fondo decommissioning per 48 milioni di euro a seguito del deconsolidamento di Slovenské elektrárne;
- > maggiori altri oneri finanziari per 38 milioni di euro (387 milioni di euro nel 2017 e 349 milioni di euro nel 2016), sostanzialmente riconducibile:

- all'incremento degli oneri rilevati da Enel Finance International (109 milioni di euro) a seguito del rimborso anticipato di prestiti obbligazionari sulla base della "make whole call" option prevista dal contratto originario di finanziamento;
- ai minori interessi capitalizzati (75 milioni di euro);
- a maggiori oneri finanziari diversi connessi all'acquisizione di Enel Distribuição Goiás (55 milioni di euro) e a maggiori oneri su linee di credito revolving (37 milioni di euro) dovuti essenzialmente a Enel Finance International (22 milioni di euro) e a Enel SpA (18 milioni di euro);
- a minori oneri per impairment su crediti finanziari per 255 milioni, prevalentemente relativi all'adeguamento del fair value del credito finanziario sorto a seguito della cessione del 50% di Slovak Power Holding, in virtù dell'aggiornamento della formula di prezzo inclusa negli accordi con EPH, che ha comportato la rilevazione nel 2016 di oneri per 220 milioni di euro e nel 2017 di un adeguamento positivo per 34 milioni di euro.

## 12. Quota dei proventi/(oneri) derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 111 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Proventi da partecipazioni in società collegate	225	115	110	95,7%
Oneri da partecipazioni in società collegate	(114)	(269)	155	-57,6%
<b>Totale</b>	<b>111</b>	<b>(154)</b>	<b>265</b>	<b>-</b>

La quota di proventi derivanti da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si incrementa, rispetto all'anno precedente, di 265 milioni di euro. Tale variazione è da riferire sostanzialmente all'adeguamento di valore della partecipazione del 50% in Slovak Power Holding (per 246 milioni di euro) che nel corso del 2016 aveva subito una sva-

lutazione di 219 milioni di euro a seguito delle modifiche dei parametri di riferimento utilizzati per determinare la formula di prezzo, inclusi negli accordi con EPH, e che, di converso, nel 2017 ha subito un incremento di 27 milioni di euro per tener conto del risultato di esercizio.

## 13. Imposte - Euro 1.882 milioni

Milioni di euro

	2017	2016	2017-2016	
Imposte correnti	1.926	1.695	231	13,6%
Rettifiche per imposte sul reddito relative a esercizi precedenti	(59)	1	(60)	-
<b>Totale imposte correnti</b>	<b>1.867</b>	<b>1.696</b>	<b>171</b>	<b>10,1%</b>
Imposte differite	(169)	(312)	143	-45,8%
Imposte anticipate	184	609	(425)	-70%
<b>TOTALE</b>	<b>1.882</b>	<b>1.993</b>	<b>(111)</b>	<b>-5,6%</b>

Le imposte dell'esercizio 2017 risultano pari a 1.882 milioni di euro, mentre nel 2016 presentavano un saldo di 1.993 milioni di euro.

Il minore ammontare delle imposte del 2017 rispetto all'esercizio precedente, pari a 111 milioni di euro, è ascrivibile essenzialmente ai seguenti fenomeni:

- > alle minori imposte correnti in Italia per la riduzione dell'aliquota IRES dal 27,5% al 24%;
- > all'adeguamento della fiscalità differita delle società residenti negli Stati Uniti a seguito della riforma tributaria approvata a dicembre 2017 che ha ridotto le aliquote fiscali sul reddito d'impresa dal 35% al 21% (173 milioni di euro);
- > alla rilevazione di imposte anticipate in Argentina per

effetto del miglioramento delle prospettive di redditività delle società ivi residenti.

Tali minori imposte risultano in parte compensate dai maggiori risultati *ante* imposte del 2017 rispetto all'esercizio precedente, nonché dal diverso peso delle operazioni assoggettate ad aliquote fiscali diverse da quelle teoriche (nel 2016 le plusvalenze su HDE e GNL Quintero, oltre agli adeguamenti di valore sugli asset inerenti a Slovak Power Holding; nel 2017, in particolare, la plusvalenza per la cessione di Electrogas).

Per la movimentazione delle imposte differite si rimanda alla nota 21.

Di seguito la riconciliazione tra aliquota fiscale teorica ed effettiva:

Milioni di euro

	2017		2016	
Risultato <i>ante</i> imposte	7.211		5.780	
Imposte teoriche	1.731	24,0%	1.590	27,5%
Delta effetto fiscale su perdite di valore, plusvalenze e negative goodwill	(6)		118	
Maggiori imposte per delta aliquote su variazioni fiscali temporanee dell'esercizio	-		44	
Iscrizione imposte differite attive in Argentina	(60)		-	
Effetto fiscalità differita per variazioni di aliquota	(182)		55	
IRAP	231		208	
Altre differenze, effetto delle diverse aliquote estere rispetto a quella teorica italiana, e partite minori	168		(22)	
<b>Totale</b>	<b>1.882</b>		<b>1.993</b>	

## 14. Risultato e risultato diluito per azione

Entrambi gli indici sono calcolati sulla consistenza media delle azioni ordinarie dell'esercizio pari a 10.166.679.946 azioni,

rettificata con l'effetto diluitivo delle stock option in essere nell'esercizio (pari a 0 in entrambi gli esercizi a confronto).

	2017	2016	2017-2016	
Risultato delle continuing operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	3.780	2.570	1.210	47,1%
Risultato delle discontinued operations di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	-	-	-	-
Risultato netto dell'esercizio di pertinenza del Gruppo (milioni di euro)	3.779	2.570	1.210	47,1%
Numero medio di azioni ordinarie	10.166.679.946	9.975.849.408	190.830.538	1,9%
Effetto diluitivo per stock option	-	-	-	-
Risultato e risultato diluito per azione (euro)	0,37	0,26	0,11	42,3%
Risultato e risultato diluito delle continuing operations per azione (euro)	0,37	0,26	0,11	42,3%
Risultato e risultato diluito delle discontinued operations per azione (euro)	-	-	-	-

## 15. Immobili, impianti e macchinari - Euro 74.937 milioni

Il dettaglio e la movimentazione delle attività materiali relativi all'esercizio 2017 sono di seguito riportati.

Milioni di euro	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali
Costo storico	660	9.224	152.781	414
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	5.098	89.790	335
<b>Consistenza al 31.12.2016</b>	<b>660</b>	<b>4.126</b>	<b>62.991</b>	<b>79</b>
Investimenti	1	29	1.003	26
Passaggi in esercizio	20	485	4.860	21
Differenze di cambio	(23)	(167)	(1.887)	(3)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	(18)	(222)	-
Dismissioni	(3)	(11)	(38)	(2)
Ammortamenti	-	(148)	(3.782)	(27)
Impairment	(1)	(6)	(32)	(1)
Ripristini di valore	-	-	53	-
Altri movimenti	(5)	(19)	28	58
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	(28)	(632)	-
<b>Totale variazioni</b>	<b>(11)</b>	<b>117</b>	<b>(649)</b>	<b>72</b>
Costo storico	649	9.425	154.013	491
Fondo ammortamento e impairment cumulati	-	5.182	91.671	340
<b>Consistenza al 31.12.2017</b>	<b>649</b>	<b>4.243</b>	<b>62.342</b>	<b>151</b>

Gli "Impianti e macchinari" includono beni gratuitamente deprecabili per un valore netto di libro di 8.702 milioni di euro (9.459 milioni di euro al 31 dicembre 2016), sostanzialmente riferibili a impianti di produzione di energia elettrica in Iberia e in Sud America per 4.624 milioni di euro (5.280 milioni di

euro al 31 dicembre 2016) e alla rete di distribuzione di energia elettrica in Sud America per 3.453 milioni di euro (3.630 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

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



Altri beni	Beni in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	<b>Totale</b>
1.336	1.015	402	7.260	173.092
1.066	285	253	-	96.827
<b>270</b>	<b>730</b>	<b>149</b>	<b>7.260</b>	<b>76.265</b>
46	1	9	5.742	6.857
67	55	22	(5.530)	-
(20)	(14)	(1)	(559)	(2.674)
9	-	-	3	(228)
(6)	-	(1)	(45)	(106)
(79)	(46)	(31)	-	(4.113)
-	-	-	(25)	(65)
-	-	-	-	53
12	17	-	67	158
-	-	-	(550)	(1.210)
<b>29</b>	<b>13</b>	<b>(2)</b>	<b>(897)</b>	<b>(1.328)</b>
1.321	1.054	429	6.363	173.745
1.022	311	282	-	98.808
<b>299</b>	<b>743</b>	<b>147</b>	<b>6.363</b>	<b>74.937</b>

Nel seguito vengono sintetizzati gli investimenti effettuati nel corso del 2017 per tipologia. Tali investimenti, complessivamente pari a 6.857 milioni di euro, registrano un decre-

mento rispetto al 2016 di 411 milioni di euro, particolarmente concentrato negli impianti di generazione da fonte eolica e solare.

Milioni di euro

	2017	2016
<b>Impianti di produzione:</b>		
- termoelettrici	577	694
- idroelettrici	450	551
- geotermoelettrici	224	265
- nucleari	127	115
- con fonti energetiche alternative	2.819	3.407
<b>Totale impianti di produzione</b>	<b>4.197</b>	<b>5.032</b>
Reti di distribuzione di energia elettrica	2.627	2.558
Terreni e fabbricati, altri beni e attrezzature	33	47
<b>TOTALE</b>	<b>6.857</b>	<b>7.637</b>

Gli investimenti in impianti di generazione ammontano a 4.197 milioni di euro, con un decremento di 835 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, sostanzialmente a seguito di minori investimenti in impianti di generazione da fonti energetiche alternative rilevati in Cile e Sudafrica a seguito del completamento e l'entrata in funzione di impianti nel 2016. Gli investimenti in impianti di produzione si riferiscono principalmente a impianti eolici per 1.823 milioni di euro e impianti fotovoltaici per 991 milioni di euro.

Gli investimenti sulla rete di distribuzione di energia elettrica ammontano a 2.627 milioni di euro, risultano in incremento di 69 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente e sono da riferire prevalentemente al miglioramento della qualità del servizio e alla sostituzione dei contatori con quelli di nuova generazione in Iberia nonché a interventi nella rete di distribuzione in Brasile.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2017 si riferiscono principalmente al deconsolidamento di EGPNA Rocky Caney Wind (305 milioni di euro) a seguito della cessione nel mese di dicembre 2017, i cui effetti sono solo parzialmente compensati dalla variazione positiva derivante dalle acquisizioni di Enel Green Power Sannio (46 milioni di euro), EnerNOC (19 milioni di euro) ed Enel Distribuição Goiás (13 milioni di euro).

Gli impairment sugli immobili, impianti e macchinari ammontano a 65 milioni di euro; per le analisi di dettaglio si rinvia alla nota 8.d.

Al 31 dicembre 2017 sono stati svolti i test di recuperabilità dei valori delle attività di alcune CGU (Enel Russia, Enel

Green Power Hellas ed Enel Produzione) che in passato sono state svalutate.

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 conseguimento dei livelli di break even dei principali driver di valore è prevista al verificarsi del raggiungimento del WACC pre-tax del 15,34%, del tasso di crescita dello -0,8% e dell'EBITDA del 7,6%.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" include – ai sensi dell'IFRS 5 – per 1.169 milioni di euro il valore contabile di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione in Messico, per i quali Enel Green Power ha firmato alcuni accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino"), nonché per 41 milioni di euro il parco eolico Kafireas, per il quale Enel Green Power Hellas ha firmato un accordo per la cessione.

Gli "Altri movimenti" includono, tra gli altri, l'effetto della capitalizzazione degli interessi su finanziamenti specificamente dedicati a investimenti effettuati per 167 milioni di euro (201 milioni di euro nel 2016), dettagliati nella tabella seguente.

Milioni di euro

	2017	Tasso %	2016	Tasso %	2017-2016	
Enel Green Power SpA	14	4,8%	21	5,2%	(7)	-33,3%
PH Chucas SA	1	6,1%	7	6,1%	(6)	-85,7%
Enel Green Power Brazil	84	6,8%	49	9,5%	35	71,4%
Enel Green Power North America	10	1,3%	11	1,6%	(1)	-9,1%
Enel Green Power Mexico	12	4,6%	12	5,0%	-	-
Enel Green Power South Africa	7	7,8%	17	5,9%	(10)	-58,8%
Enel Green Power Chile	13	4,3%	29	4,1%	(16)	-55,2%
Gruppo Enel Américas	7	9,0%	28	18,1%	(21)	-75,0%
Gruppo Enel Chile	6	7,1%	4	9,0%	2	50,0%
Gruppo Endesa	8	2,1%	8	2,6%	-	-
Enel Produzione	5	4,8%	13	4,8%	(8)	-61,5%
Enel Trade	-	-	2	0,4%	(2)	-
<b>Totale</b>	<b>167</b>		<b>201<sup>(1)</sup></b>		<b>(34)</b>	<b>-16,9%</b>

(1) Il dato non include 41 milioni di euro riferiti al periodo in cui Slovenské elektrárne è stata riclassificata come "posseduta per la vendita".

Al 31 dicembre 2017, l'ammontare degli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari è pari a 551 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 riconosciuto tra le attività finanziarie al 31.12.2017	Totale riconosciuto tra le attività immateriali al 31.12.2017
Enel Distribución Rio	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1997-2026	9 anni	Si	721	913
Enel Distribución Ceará	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	1998-2028	10 anni	Si	348	771
Enel Green Power Mourão	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	28 anni	No	7	-
Enel Green Power Paranapanema	Produzione di energia elettrica	Brasile	2016-2046	28 anni	No	34	-
Enel Distribuição Goiás	Distribuzione di energia elettrica	Brasile	2015-2045	28 anni	No	25	531
Enel Green Power Projetos I	Produzione di energia elettrica	Brasile	2017-2047	30 anni	No	357	-
<b>Totale</b>						<b>1.492</b>	<b>2.215</b>

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 (18 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 pedaggo remunerato a un tasso del 9,62%.

In Perù si segnalano i contratti relativi al finanziamento del-

la conversione a ciclo combinato della centrale di Ventanilla (con una durata di otto anni, e che sono remunerati a un tasso annuo di Libor + 1,75%), 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

	2017	2016	2017-2016	
Immobilizzazioni materiali	743	730	13	1,8%
Immobilizzazioni immateriali	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>743</b>	<b>730</b>	<b>13</b>	<b>1,8%</b>

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	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri	Pagamenti minimi futuri	Valore attuale dei pagamenti minimi futuri
	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
<b>Periodi</b>				
Entro un anno	88	58	108	75
Tra un anno e cinque anni	326	210	338	217
Oltre cinque anni	573	426	625	453
<b>Totale</b>	<b>987</b>	<b>694</b>	<b>1.071</b>	<b>745</b>
Oneri finanziari	(293)		(326)	
<b>Valore attuale dei pagamenti minimi previsti</b>	<b>694</b>		<b>745</b>	

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 loca-

zione 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 mi-

nimi dovuti, canoni potenziali e pagamenti per attività di subleasing.

Milioni di euro

	<b>2017</b>
Pagamenti minimi	958
Canoni potenziali	-
Pagamenti per subleasing	-
<b>Totale</b>	<b>958</b>

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

Milioni di euro

	<b>2017</b>
<b>Periodi</b>	
Entro un anno	163
Tra uno e cinque anni	539
Oltre cinque anni	256
<b>Totale</b>	<b>958</b>

## 18. Investimenti immobiliari - Euro 77 milioni

Gli investimenti immobiliari al 31 dicembre 2017 ammontano a 77 milioni di euro e si sono ridotti di 47 milioni di euro rispetto all'anno precedente.

Milioni di euro

	<b>2017</b>
Costo storico	167
Fondo ammortamento e impairment cumulati	43
<b>Consistenza al 31.12.2016</b>	<b>124</b>
Passaggi in esercizio	-
Differenze di cambio	(1)
Variazioni perimetro di consolidamento	(39)
Ammortamenti	(7)
Impairment	(10)
Altri movimenti	10
<b>Totale variazioni</b>	<b>(47)</b>
Costo storico	121
Fondo ammortamento e impairment cumulati	44
<b>Consistenza al 31.12.2017</b>	<b>77</b>

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 investi-

menti immobiliari o per riparazioni, manutenzioni o migliorie. La variazione dell'esercizio è prevalentemente dovuta alla cessione della società Nueva Marina in Spagna.

Per maggiori dettagli sulla valutazione degli investimenti immobiliari si rimanda alle note 45 "Attività misurate al fair value" e 45.1 "Attività con indicazione del fair value".

## 19. Attività immateriali - Euro 16.724 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	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
<b>Consistenza al 31.12.2016</b>	<b>-</b>	<b>627</b>	<b>12.263</b>	<b>1.955</b>	<b>373</b>	<b>711</b>	<b>15.929</b>
Investimenti	3	103	10	731	23	403	1.273
Passaggi in esercizio	7	61	10	-	119	(197)	-
Differenze di cambio	(1)	(6)	(726)	(371)	(32)	(13)	(1.149)
Variazioni perimetro di consolidamento	-	(1)	1.234	572	220	-	2.025
Dismissioni	(9)	2	-	(6)	(8)	(1)	(22)
Ammortamenti	(4)	(193)	(200)	(235)	(187)	-	(819)
Impairment	(1)	(1)	-	-	-	(5)	(7)
Ripristini di valore	-	-	9	-	-	-	9
Altri movimenti	14	(284)	(24)	(432)	333	(32)	(425)
Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	-	-	(38)	-	-	(52)	(90)
<b>Totale variazioni</b>	<b>9</b>	<b>(319)</b>	<b>275</b>	<b>259</b>	<b>468</b>	<b>103</b>	<b>795</b>
Costo storico	31	2.148	14.171	4.840	3.060	814	25.064
Fondo ammortamento e impairment cumulati	22	1.840	1.633	2.626	2.219	-	8.340
<b>Consistenza al 31.12.2017</b>	<b>9</b>	<b>308</b>	<b>12.538</b>	<b>2.214</b>	<b>841</b>	<b>814</b>	<b>16.724</b>

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 che presentano un saldo di bilancio al 31 dicembre 2017.



Milioni di euro

	Concedente	Attività	Paese	Periodo della conc.	Periodo residuo della conc.	Opz. di rinnovo	al 31.12.2017	Fair value iniziale
Endesa Distribución Eléctrica	-	Distribuzione di energia elettrica	Spagna	Indefinito	Indefinito	-	5.678	5.673
Codensa	Repubblica della Colombia	Distribuzione di energia elettrica	Colombia	Indefinito	Indefinito	-	1.514	1.839
Enel Distribución Chile (ex Chilectra)	Repubblica del Cile	Distribuzione di energia elettrica	Cile	Indefinito	Indefinito	-	1.641	1.667
Enel Distribución Perú (ex Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte)	Repubblica del Perú	Distribuzione di energia elettrica	Perù	Indefinito	Indefinito	-	612	548
e-distribuție Muntenia	Ministero dell'Economia rumeno	Distribuzione di energia elettrica	Romania	2005-2054	36 anni	Si	142	191

I beni a vita utile indefinita hanno un valore complessivo di 9.445 milioni di euro (9.776 milioni di euro al 31 dicembre 2016), riferibili essenzialmente alle concessioni per l'attività di distribuzione in Spagna (5.678 milioni di euro), Colombia (1.514 milioni di euro), Cile (1.641 milioni di euro) e Perù (612 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 CGU, 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.

Le "Variazioni del perimetro di consolidamento" dell'esercizio 2017 si riferiscono principalmente alle acquisizioni di

Enel Distribuição Goiás in Brasile per 1.806 milioni di euro e a quelle effettuate in Nord America nel perimetro Enel X (EnerNOC per 168 milioni di euro, eMotorWerks per 49 milioni di euro e Demand Energy Networks per 30 milioni di euro); tali effetti sono solo parzialmente compensati dalla cessione di EGPNA Rocky Caney Wind (28 milioni di euro).

Gli "Impairment" ammontano nel 2017 a 7 milioni di euro; per ulteriori dettagli si rinvia alla nota 8.d.

La "Riclassifica da/ad 'Attività classificate come possedute per la vendita'" include – ai sensi dell'IFRS 5 – per 52 milioni di euro le attività immateriali riferite al parco eolico greco Kafireas e per 38 milioni di euro quelle inerenti agli impianti messicani del "Progetto Kino".

## 20. Avviamento - Euro 13.746 milioni

L'“Avviamento” è pari a 13.746 milioni di euro, con un incremento nell'esercizio di 190 milioni di euro.

Milioni di euro			al 31.12.2016	Variatz. perim.	Differ. cambio
	Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto		
Iberia <sup>(1)</sup>	11.156	(2.392)	8.764	-	-
Sud America <sup>(2)</sup>	3.645	-	3.645	10	(45)
Cile	-	-	-	-	-
Argentina	-	-	-	-	-
Perù	-	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-	-
Brasile	-	-	-	-	-
America Centrale	-	-	-	-	-
Enel Green Power North America	132	(11)	121	-	(15)
Nord America - Enel X	-	-	-	302	(10)
Mercato Italia <sup>(3)</sup>	579	-	579	-	-
Enel Green Power	23	-	23	-	-
Romania <sup>(4)</sup>	437	(13)	424	-	(11)
Tynemouth Energy Storage	-	-	-	3	-
<b>Totale</b>	<b>15.972</b>	<b>(2.416)</b>	<b>13.556</b>	<b>315</b>	<b>(81)</b>

(1) Include Endesa ed Enel Green Power España.

(2) Include Sud America ed Enel Green Power Latin America.

(3) Include Enel Energia.

(4) Include e-distribuzione Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

La variazione del perimetro di consolidamento si riferisce principalmente alle acquisizioni effettuate in Nord America sulle attività di Enel X (EnerNOC per 196 milioni di euro, eMotorWerks per 93 milioni di euro e Demand Energy Networks per 13 milioni di euro).

La “Riclassifica da/ad ‘Attività classificate come possedute per la vendita’”, pari a 38 milioni di euro, è riferita alla porzione del goodwill associato alla CGU America Centrale attribuita ai parchi eolici messicani “Kino” per i quali nel corso dell'esercizio si è verificata l'esistenza dei requisiti previsti dall'IFRS 5 per tale classificazione.

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.

Si segnala che nel corso del 2017 si è proceduto a un re-assessment delle CGU che ha portato alla riallocazione dell'avviamento precedentemente iscritto alle stesse, alla luce dei dettami dello IAS 36.87. L'analisi svolta si è resa necessaria per tener conto del processo di riorganizzazione del Gruppo, specialmente per quanto riguarda il perimetro di attività effettuate al di fuori dei confini italiani. Più in particolare, il criterio ispiratore di tale riallocazione – oltre alla integrazione nelle varie Country tra settore rinnovabile e tradizionale e alla riorganizzazione effettuata dal Gruppo nel recente passato – ha trovato riscontro:

> per quanto riguarda il perimetro italiano, in una separazione per legal entity: i) come risultato della separazione societaria delle attività dell'ex monopolista (Enel SpA) nel corso degli anni, a seguito di disposizioni normative e re-

Impairment	Riclassifica CGU	Riclassifica da/ ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movimenti	al 31.12.2017		
				Costo storico	Impairment cumulati	Valore netto
-	-	-	-	11.156	(2.392)	<b>8.764</b>
-	(3.615)	-	5	-	-	-
-	1.209	-	-	1.209	-	<b>1.209</b>
-	276	-	-	276	-	<b>276</b>
-	561	-	-	561	-	<b>561</b>
-	530	-	-	530	-	<b>530</b>
-	945	-	-	945	-	<b>945</b>
-	94	(38)	-	56	-	<b>56</b>
-	-	-	(11)	106	(11)	<b>95</b>
-	-	-	-	292	-	<b>292</b>
-	-	-	-	579	-	<b>579</b>
-	-	-	-	23	-	<b>23</b>
-	-	-	-	426	(13)	<b>413</b>
-	-	-	-	3	-	<b>3</b>
-	-	<b>(38)</b>	<b>(6)</b>	<b>16.162</b>	<b>(2.416)</b>	<b>13.746</b>

gatorie; ii) per ragioni di significatività delle attività svolte dal Gruppo in territorio italiano che non consentivano l'esistenza di un'unica CGU;

- > per quanto riguarda il perimetro estero, in una separazione per Country: i) come frutto di operazioni di acquisizione di aziende o rami di attività (business combinations) avvenute a partire dal 2005 durante la progressiva fase di internazionalizzazione del Gruppo; ii) tenendo conto dell'attuale modello per Country, dove si evidenzia la sempre maggiore interdipendenza tra i flussi di cassa tra attività diverse svolte negli stessi perimetri geografici incentrata nella responsabilità del Country Manager e nei modelli organizzativi implementati.

Pertanto, rispetto all'esercizio precedente:

- > in Spagna si sono accorpate la CGU Endesa e la CGU EGP España;
- > in Romania si è accorpata la CGU Romania con la CGU EGP Romania;

- > in Sud America si è provveduto alla riallocazione secondo un criterio geografico delle CGU precedentemente individuate sulla base dell'albero partecipativo, ovvero "Sud America (ex Endesa)" ed "EGP Latin America". La riallocazione è avvenuta sulla base dei fair value relativi. Il Gruppo ha anche svolto impairment test *ante* riallocazione dell'avviamento che non hanno evidenziato la necessità di svalutazioni.

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.

I flussi di cassa sono stati determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima, tenuto an-

che conto dei rischi specifici delle singole CGU, e desumibili:

- > per il periodo esplicito, dal piano industriale quinquennale approvato dal Consiglio di Amministrazione della Capogruppo, in data 20 novembre 2017, 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 ipotesi 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.

Milioni di euro	Importo	Tasso di crescita <sup>(1)</sup>	Tasso di sconto WACC pre-tax <sup>(2)</sup>	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value <sup>(3)</sup>
<b>al 31.12.2017</b>					
Iberia <sup>(4)</sup>	8.764	1,65%	6,87%	5 anni	Perpetuità/19 anni
Enel Green Power España	-	-	-	-	-
Endesa - Sud America <sup>(5)</sup>	-	-	-	-	-
Cile	1.209	2,94%	7,43%	5 anni	Perpetuità/23 anni
Argentina	276	8,58%	18,67%	5 anni	Perpetuità/29 anni
Perù	561	3,38%	6,90%	5 anni	Perpetuità/27 anni
Colombia	530	2,92%	9,31%	5 anni	Perpetuità/29 anni
Brasile	945	3,99%	10,01%	5 anni	Perpetuità/26 anni
America Centrale	56	1,42%	8,24%	5 anni	26 anni
Enel Green Power Latin America <sup>(6)</sup>	-	-	-	-	-
Nord America	95	2,31%	6,44%	5 anni	25 anni
Nord America - Enel X	292	2,31%	10,35%	5 anni	15 anni
Enel Energia <sup>(7)</sup>	-	-	-	-	-
Mercato Italia	579	0,73%	10,83%	5 anni	15 anni
Enel Green Power	23	1,89%	7,28%	5 anni	Perpetuità/22 anni
Romania <sup>(8)</sup>	413	2,40%	6,66%	5 anni	Perpetuità/19 anni
Tynemouth Energy Storage	3	-	-	-	-

(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) Include Endesa ed Enel Green Power España.

(5) Goodwill allocato alle CGU Cile, Argentina, Perù, Colombia, Brasile.

(6) Goodwill allocato alle CGU Cile, Argentina, Perù, Colombia, Brasile, America Centrale.

(7) Goodwill allocato alla CGU Mercato Italia.

(8) Include e-distribuzione Muntenia, Enel Energie Muntenia ed Enel Green Power Romania.

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.

Al fine di verificare la robustezza del valore d'uso delle CGU, sono state condotte analisi di sensitività sui principa-

li driver di valore, in particolare WACC, tasso di crescita di lungo periodo e margini, le cui risultanze supportano integralmente tale valore.

Nella tabella seguente su due pagine affiancate vengono riportati la composizione del saldo dei principali avviamenti per società cui la CGU appartiene, i tassi di sconto adottati e l'orizzonte temporale nel quale i flussi previsti vengono attualizzati.

Importo	Tasso di crescita <sup>(1)</sup>	Tasso di sconto WACC pre-tax <sup>(2)</sup>	Periodo esplicito flussi di cassa	Terminal value <sup>(3)</sup>
al 31.12.2016				
8.607	1,40%	7,78%	5 anni	Perpetuità
157	1,60%	7,99%	5 anni	13 anni
3.285	2,71%	8,83%	5 anni	Perpetuità
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
360	3,27%	8,72%	5 anni	21 anni
121	2,20%	6,03%	5 anni	21 anni
-	-	-	-	-
579	0,23%	12,16%	5 anni	15 anni
-	-	-	-	-
23	1,50%	8,49%	5 anni	Perpetuità/16 anni
424	2,00%	7,24%	5 anni	Perpetuità
-	-	-	-	-

Al 31 dicembre 2017, dagli impairment test effettuati sulle CGU alle quali risultava allocato un goodwill non sono emerse perdite di valore, mentre nel 2016 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.

## 21. Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite - Euro 6.354 milioni ed euro 8.348 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 vigo-

re, 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 31.12.2016			
<b>Attività per imposte anticipate:</b>			
- differenze di valore su immobilizzazioni materiali e immateriali	1.796	(157)	-
- accantonamenti per rischi e oneri e impairment con deducibilità fiscale differita	1.521	(56)	-
- perdite fiscalmente riportabili	81	95	-
- valutazione strumenti finanziari	722	6	(36)
- benefici al personale	637	1	(23)
- altre partite	1.908	57	(2)
<b>Totale</b>	<b>6.665</b>	<b>(54)</b>	<b>(61)</b>
<b>Passività per imposte differite:</b>			
- differenze su immobilizzazioni e attività finanziarie	6.451	(212)	-
- valutazione strumenti finanziari	385	(4)	(143)
- altre partite	1.932	192	3
<b>Totale</b>	<b>8.768</b>	<b>(24)</b>	<b>(140)</b>

### 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 2017 in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità sono pari a 6.354 milioni di euro (6.665 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Le imposte anticipate nel corso dell'anno si decrementano di 311 milioni di euro, risentendo principalmente dell'effetto fiscale relativo a componenti di reddito non riconosciute fiscalmente, in particolare relativamente agli strumenti derivati e ai fondi rischi, ai riversamenti del periodo e alla riclassifica tra le attività possedute per la vendita delle società messicane.

Tale decremento è solo in parte compensato dalle maggiori imposte anticipate rilevate in Argentina sulle perdite pregresse viste le migliorate prospettive reddituali delle società ivi residenti.

Si fa presente che non sono state accertate imposte anticipate su perdite fiscali pregresse pari a 2.286 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 8.348 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (8.768 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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.

Variatione area di consolidam.	Altri movimenti	Differenze cambio	Riclassifica "Attività possedute per la vendita"	
<b>al 31.12.2017</b>				
-	-	(22)	-	1.617
-	-	(26)	-	1.439
-	-	(9)	-	167
-	-	(2)	-	690
-	-	(11)	-	604
7	-	(35)	(98)	1.837
<b>7</b>	-	<b>(105)</b>	<b>(98)</b>	<b>6.354</b>
223	-	(335)	(76)	6.051
-	-	(1)	-	237
33	-	(58)	(42)	2.060
<b>256</b>	-	<b>(394)</b>	<b>(118)</b>	<b>8.348</b>
				<b>3.455</b>
				<b>3.297</b>
				<b>2.152</b>

Le imposte differite si riducono complessivamente di 420 milioni di euro, in particolare negli Stati Uniti a seguito della riduzione dell'aliquota fiscale dal 35% al 21% per effetto della riforma tributaria (173 milioni di euro), per la riclassifica a disponibili per la vendita della fiscalità differita associata alle società messicane (118 milioni di euro), oltre che per l'impatto delle differenze cambio.

Tali decrementi sono solo in parte compensati dalle imposte differite rilevate sulle società acquisite EnerNOC, Enel Distribuição Goiás, eMotorWerks e Demand Energy a seguito dell'allocazione del prezzo pagato (per un totale di 251 milioni di euro).



## 22. Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro 1.598 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 31.12.2016			
<b>Società a controllo congiunto</b>				
EGPNA Renewable Energy Partners	402	50,0%	64	3
Rocky Caney Holding	-	-	-	39
OpEn Fiber	355	50,0%	(13)	-
Slovak Power Holding	156	50,0%	27	-
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	164	50,0%	(1)	-
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	71	43,8%	10	-
RusEnergoSbyt	71	49,5%	41	-
Energie Electrique de Tahaddart	31	32,0%	7	-
Drift Sand Wind Project	20	35,0%	10	8
Electrogas	17	42,5%	-	(17)
Transmisora Eléctrica de Quillota	12	50,0%	1	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	9	51,0%	(6)	-
PowerCrop	2	50,0%	(4)	-
Enel Green Power Bungala	-	-	(2)	-
<b>Società collegate</b>				
Elica 2	45	30,0%	-	-
CESI	42	42,7%	5	-
Tecnatom	34	45,0%	(4)	-
Suministradora Eléctrica de Cádiz	17	33,5%	1	-
Compañía Eólica Tierras Altas	13	35,6%	1	-
Altre minori	97		(26)	(2)
<b>Totale</b>	<b>1.558</b>		<b>111</b>	<b>31</b>

La voce "Impatto a Conto economico" include i risultati positivi e negativi rilevati dalle società, in proporzione alla quota di interessenza del Gruppo Enel nelle stesse.

La voce "Variazione di perimetro" riflette principalmente:

- > la quota del 20% in EGPNA Rocky Caney a valle della cessione del restante 80% che ne ha determinato il deconsolidamento;
- > la cessione della quota del 42,5% detenuto nella società cilena Electrogas.

Si segnala che l'applicazione del metodo del patrimonio netto alle partecipazioni in RusEnergoSbyt e PowerCrop

incorpora un avviamento implicito, rispettivamente pari a 27 milioni di euro e 9 milioni di euro.

Non sono stati rilevati indicatori di impairment sulle partecipazioni valutate a equity.

Dividendi	Riclassifica da/ad "Attività classificate come possedute per la vendita"	Altri movim.		Quota %
<b>al 31.12.2017</b>				
-	-	(65)	404	50,0%
-	-	-	39	20,0%
-	-	1	343	50,0%
-	-	7	190	50,0%
-	-	-	163	50,0%
(9)	-	1	73	43,8%
(70)	-	(6)	36	49,5%
(6)	-	(2)	30	32,0%
-	-	(6)	32	50,0%
-	-	-	-	-
-	-	(1)	12	50,0%
-	-	3	6	51,0%
-	-	14	12	50,0%
-	-	15	13	50,0%
-	-	4	49	30,0%
(1)	-	-	46	42,7%
-	-	(1)	29	45,0%
(5)	-	-	13	33,5%
(2)	-	-	12	35,6%
(10)	(6)	43	96	
<b>(103)</b>	<b>(6)</b>	<b>7</b>	<b>1.598</b>	

Le seguenti tabelle illustrano 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 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Società a controllo congiunto</b>						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	11	22	-	1	11	23
OpEn Fiber	699	769	-	240	699	1.009
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	77	279	163	70	240	349
RusEnergoSbyt	4	6	138	213	142	219
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	250	277	149	134	399	411
Energie Electricque de Tahaddart	93	111	27	32	120	143
PowerCrop	37	40	89	41	126	81
<b>Società collegate</b>						
Tecnatom	74	77	59	58	133	135
Suministradora Eléctrica de Cádiz	71	74	24	18	95	92
Compañía Eólica Tierras Altas	29	35	6	2	35	37

Passività non correnti		Passività correnti		Totale passivo		Patrimonio netto	
al <b>31.12.2017</b>	al 31.12.2016	al <b>31.12.2017</b>	al 31.12.2016	al <b>31.12.2017</b>	al 31.12.2016	al <b>31.12.2017</b>	al 31.12.2016
-	-	-	5	-	5	11	18
-	-	-	299	-	299	699	710
-	139	-	4	-	143	240	206
-	-	127	129	127	129	15	90
129	163	102	84	231	247	168	164
10	9	16	36	26	45	94	98
-	1	111	61	111	62	15	19
25	31	43	26	68	57	65	78
23	23	34	17	57	40	38	52
2	1	1	2	3	3	32	34

Milioni di euro	Totale ricavi		Risultato prima delle imposte		Risultato netto delle continuing operations	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Società a controllo congiunto</b>						
Centrales Hidroeléctricas de Aysén	-	-	(11)	(6)	(11)	(6)
OpEn Fiber	-	15	(11)	(11)	(11)	(9)
Enel F2i Solare Italia (ex Ultor)	7	26	7	5	7	5
RusEnergoSbyt	2.515	1.991	106	86	85	69
Tejo Energia Produção e Distribuição de Energia Eléctrica	267	207	34	31	23	22
Energie Electrique de Tahaddart	56	56	30	28	21	19
PowerCrop	-	-	(5)	(4)	(4)	(4)
<b>Società collegate</b>						
Tecnatom	57	88	(9)	1	(9)	1
Suministradora Eléctrica de Cádiz	5	15	3	8	3	8
Compañía Eólica Tierras Altas	11	8	2	(2)	1	(1)

## 23. Derivati

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Contratti derivati attivi	702	1.609	2.309	3.945
Contratti derivati passivi	2.998	2.532	2.260	3.322

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 4.002 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	6	149	(143)	-96,0%
Partecipazioni in altre imprese	52	47	5	10,6%
Crediti e titoli inclusi nell'indebitamento finanziario netto (vedi nota 24.1)	2.444	2.621	(177)	-6,8%
Accordi per servizi in concessione	1.476	1.022	454	44,4%
Risconti attivi finanziari non correnti	24	53	(29)	-54,7%
<b>Totale</b>	<b>4.002</b>	<b>3.892</b>	<b>110</b>	<b>2,8%</b>

Il totale delle "Attività finanziarie non correnti" si incrementa nel 2017 di 110 milioni di euro rispetto al valore dell'anno precedente. La variazione risente in particolar modo dei minori crediti inclusi nell'indebitamento finanziario netto, così come commentati nella nota 24.1, e degli accordi per servizi in concessione, il cui incremento deriva principalmente dal consolidamento di Enel Distribuição Goiás.

La voce "Partecipazioni in altre imprese" include le partecipazioni 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 31.12.2017		al 31.12.2016	2017-2016
Bayan Resources	-		139	10,0% (139)
Echelon	1	7,1%	1	7,1% -
Galsi	17	17,6%	17	17,6% -
Altre	40		39	1
<b>Totale</b>	<b>58</b>		<b>196</b>	<b>(138)</b>

La variazione rispetto all'esercizio precedente è sostanzialmente relativa alla cessione di Bayan Resources, società indonesiana quotata sulla Borsa locale indonesiana e che opera nel settore dell'estrazione mineraria carbonifera.

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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	-	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali valutati al fair value con imputazione a Conto economico (fair value through profit and loss)	-	-	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	382	440	(58)	-13,2%
Crediti finanziari per deficit del sistema elettrico spagnolo	3	15	(12)	-80,0%
Crediti finanziari diversi	2.059	2.166	(107)	-4,9%
<b>Totale</b>	<b>2.444</b>	<b>2.621</b>	<b>(177)</b>	<b>-6,8%</b>

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.

I "Crediti finanziari diversi" si decrementano nel 2017 di 107 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. La variazione è principalmente connessa ai seguenti fenomeni:

- > decremento per 78 milioni di euro del credito per quote di emissione di CO<sub>2</sub> relativi agli impianti "nuovi entranti";
- > riclassifica della quota a breve termine di 44 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 296 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (340 milioni di euro al 31 dicembre 2016), relativi al rimborso degli oneri straordinari connessi alla sostituzione anticipata dei misuratori elettromeccanici;
- > riclassifica pari a 55 milioni di euro della quota a breve del credito relativo al rimborso, previsto dall'ARERA attraverso

la delibera n. 157/2012, degli oneri per la soppressione del "Fondo Pensione Elettrici", il cui importo complessivo è pari a 225 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (280 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

Tali decrementi sono solo in parte compensati dai seguenti incrementi:

- > dei crediti finanziari verso EGPNA REP Wind Holdings connessi al finanziamento dello sviluppo di nuovi impianti eolici da parte della joint venture per 24 milioni di euro;
- > del credito emergente dalla cessione del 50% di Slovak Power Holding per 34 milioni di euro. Tale credito è valutato al fair value, determinato sulla base della formula di prezzo contenuta negli accordi con EPH; la variazione dell'anno risente 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.

## 25. Altre attività non correnti - Euro 1.064 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	200	106	94	88,7%
Altri crediti	864	600	264	44,0%
<b>Totale</b>	<b>1.064</b>	<b>706</b>	<b>358</b>	<b>50,7%</b>

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" ammontano a 200 milioni di euro al 31 dicembre 2017, con una crescita principalmente dovuta al riconoscimento di alcuni

ne perequazioni positive nel mercato spagnolo, così come commentato nei ricavi.



La voce "Altri crediti" al 31 dicembre 2017 include principalmente crediti tributari per 261 milioni di euro (301 milioni di euro al 31 dicembre 2016), depositi cauzionali per 189 milioni di euro (157 milioni di euro a fine 2016) e contributi non monetari da ricevere relativi a certificati verdi per 61 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La variazione dell'anno risente del consolidamento di Enel

Distribuição Goiás e in particolare (per 266 milioni di euro) del credito da essa vantato verso il "Fundo de Aporte a Enel Distribuição Goiás" (FUNAC), creato dallo Stato di Goiás al fine di indennizzare la società brasiliana nel caso di contenziosi derivanti da operazioni effettuate dalla stessa prima del processo di privatizzazione nei confronti di Eletrobras.

## 26. Rimanenze - Euro 2.722 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
<b>Materie prime, sussidiarie e di consumo:</b>				
- combustibili	1.215	1.119	96	8,6%
- materiali, apparecchi e altre giacenze	1.136	812	324	39,9%
<b>Totale</b>	<b>2.351</b>	<b>1.931</b>	<b>420</b>	<b>21,8%</b>
<b>Certificati ambientali:</b>				
- CO <sub>2</sub> emissioni inquinanti	287	412	(125)	-30,3%
- certificati verdi	14	7	7	-
- certificati di efficienza energetica	1	-	1	-
<b>Totale</b>	<b>302</b>	<b>419</b>	<b>(117)</b>	<b>-27,9%</b>
Immobili destinati alla vendita	62	65	(3)	-4,6%
Acconti	7	149	(142)	-95,3%
<b>TOTALE</b>	<b>2.722</b>	<b>2.564</b>	<b>158</b>	<b>6,2%</b>

Le rimanenze di materie prime, sussidiarie e di consumo, pari a 2.351 milioni di euro al 31 dicembre 2017 (1.931 milioni di euro al 31 dicembre 2016), 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 l'incremento complessivo delle rimanenze (158 milioni di euro) è da ricondurre principalmente all'aumento degli acquisti di contatori di seconda generazione in

attuazione del piano Open Meter, oltre che a materiali MT/BT da destinare ad attività manutentive e di funzionamento. In riduzione è invece l'ammontare relativo alle quote dei diritti di emissione CO<sub>2</sub>.

La riduzione degli acconti è legato quasi integralmente al gas acquistato da Enel Trade in acconto, nel 2016, con formula "take or pay", che è stato totalmente consumato nel corso del 2017.

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 14.529 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
<b>Clienti:</b>				
- vendita e trasporto di energia elettrica	11.123	10.488	635	6,1%
- distribuzione e vendita di gas	2.029	1.645	384	23,3%
- altre attività	1.234	1.258	(24)	-1,9%
<b>Totale crediti verso clienti</b>	<b>14.386</b>	<b>13.391</b>	<b>995</b>	<b>7,4%</b>
Crediti commerciali verso società collegate e a controllo congiunto	143	115	28	24,3%
<b>TOTALE</b>	<b>14.529</b>	<b>13.506</b>	<b>1.023</b>	<b>7,6%</b>

I crediti verso clienti sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione che a fine esercizio è pari a 2.402 milioni di euro, a fronte del saldo iniziale di 2.028 milioni di euro. Nello specifico, l'incremento del periodo è prevalentemente riconducibile ai più alti crediti registrati in Italia verso i trader e verso i clienti finali e in Sud America alle maggiori

quantità vendute e trasportate, all'ingresso nel perimetro di Enel Distribuição Goiás e agli incrementi tariffari rilevati specialmente in Argentina.

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

## 28. Altre attività finanziarie correnti - Euro 4.614 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	4.458	2.924	1.534	52,5%
Altre	156	129	27	20,9%
<b>Totale</b>	<b>4.614</b>	<b>3.053</b>	<b>1.561</b>	<b>51,1%</b>

### 28.1 Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento - Euro 4.458 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine	1.094	767	327	42,6%
Crediti per factoring	42	128	(86)	-67,2%
Titoli valutati al FVTPL	-	1	(1)	-
Titoli detenuti sino a scadenza (held to maturity)	-	-	-	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	69	35	34	97,1%
Crediti finanziari e cash collateral	2.664	1.082	1.582	-
Altre	589	911	(322)	-35,3%
<b>Totale</b>	<b>4.458</b>	<b>2.924</b>	<b>1.534</b>	<b>52,5%</b>

Le "Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento" ammontano a 4.458 milioni di euro (2.924 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La variazione della voce è principalmente relativa all'aumento dei crediti finanziari registrati da Enel SpA ed Enel Finance International a seguito dell'incremento dei cash collateral versati alle controparti per l'operatività su contratti derivati over the counter su tassi e cambi.

La "Quota corrente dei crediti finanziari a lungo termine" si incrementa di 327 milioni di euro prevalentemente a seguito dell'incremento dei crediti finanziari verso il sistema elettrico spagnolo per il finanziamento del deficit tariffario

di 269 milioni di euro. In particolare, a fine 2017, l'aumento dei crediti per il deficit extrapeninsulare pari a 304 milioni di euro (a debito di 296 milioni di euro nel 2016) è stato solo parzialmente compensato dalla riduzione del deficit peninsulare per 35 milioni di euro.

Tale incremento risente della differente modalità di copertura del deficit tariffario spagnolo tra gli operatori del sistema attraverso le varie liquidazioni periodiche (mensili).

La voce residuale "Altre" in tabella riporta una riduzione dei crediti finanziari di 322 milioni di euro per l'incasso del credito registrato nel 2016 da EGPNA per proventi fiscali e relativo alla cessione di Cimarron Bend e Lindahl.

## 29. Altre attività correnti - Euro 2.695 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Crediti verso operatori istituzionali di mercato	853	1.025	(172)	-16,8%
Anticipi a fornitori	217	188	29	15,4%
Crediti verso il personale	20	37	(17)	-45,9%
Crediti verso altri	872	913	(41)	-4,5%
Crediti tributari diversi	517	664	(147)	-22,1%
Ratei e risconti attivi operativi	150	146	4	2,7%
Attività per lavori in corso su ordinazione	66	71	(5)	-7,0%
<b>Totale</b>	<b>2.695</b>	<b>3.044</b>	<b>(349)</b>	<b>-11,5%</b>

I "Crediti verso operatori istituzionali di mercato" includono principalmente i crediti relativi al sistema Italia per 575 milioni di euro (862 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e al sistema Spagna per 260 milioni di euro (147 milioni di euro al 31 dicembre 2016). La riduzione di tale voce nel periodo, rilevata dalla società italiana operante nella vendita di energia elettrica ai clienti regolati, deriva principalmente dall'incasso del credito maturato sui Titoli di Efficienza Elettrica nel 2016 nonché dalla riscossione del credito scaturito dall'accertamento della perequazione acquisti energia.

Tenuto conto anche della quota classificata a lungo termine

per 200 milioni di euro (106 milioni di euro nel 2016), i crediti operativi verso operatori istituzionali di mercato al 31 dicembre 2017 ammontano complessivamente a 1.053 milioni di euro (1.131 milioni di euro al 31 dicembre 2016), a fronte di debiti per 5.029 milioni di euro (4.966 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La riduzione dei crediti tributari diversi per 147 milioni di euro è riconducibile ai minori crediti per imposte sul valore aggiunto, particolarmente in Italia per effetto del meccanismo di split payment introdotto dall'autorità fiscale italiana.

## 30. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 7.021 milioni

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

con l'eccezione di 80 milioni di euro essenzialmente riferiti a depositi vincolati a garanzia di operazioni intraprese.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Depositi bancari e postali	6.486	7.777	(1.291)	-16,6%
Denaro e valori in cassa	343	298	45	15,1%
Altri investimenti di liquidità	192	215	(23)	-10,7%
<b>Totale</b>	<b>7.021</b>	<b>8.290</b>	<b>(1.269)</b>	<b>-15,3%</b>

## 31. Attività e gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita - Euro 1.970 milioni ed euro 1.729 milioni

La movimentazione delle attività possedute per la vendita nell'esercizio 2017 è di seguito dettagliata.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Perdite di valore	Altri movimenti	al 31.12.2017
Immobili, impianti e macchinari	6	1.210	2	-	283	1.501
Attività immateriali	-	90	-	-	(3)	87
Avviamento	-	38	-	-	-	38
Attività per imposte anticipate	-	98	-	-	11	109
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	6	-	-	-	6
Attività finanziarie non correnti	5	-	-	-	(5)	-
Altre attività non correnti	-	3	-	-	(1)	2
Disponibilità liquide e attività correnti	-	232	-	-	(5)	227
<b>Totale</b>	<b>11</b>	<b>1.677</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>280</b>	<b>1.970</b>

Le passività, invece, si movimentano nell'esercizio 2017 nel seguente modo.

Milioni di euro

	al 31.12.2016	Riclassifica da/ad attività correnti e non	Dismissioni e variaz. perimetro di consolid.	Altri movimenti	al 31.12.2017
Finanziamenti a lungo termine	-	416	-	-	416
TFR e altri benefici al personale	-	-	-	-	-
Fondi rischi e oneri quota non corrente	-	-	-	-	-
Passività per imposte differite	-	118	-	(5)	113
Passività finanziarie non correnti	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	58	-	-	58
Finanziamenti a breve termine	-	980	-	-	980
Altre passività finanziarie correnti	-	1	-	1	2
Fondi rischi e oneri quota corrente	-	-	-	-	-
Debiti commerciali e altre passività correnti	-	316	-	(156)	160
<b>Totale</b>	<b>-</b>	<b>1.889</b>	<b>-</b>	<b>(160)</b>	<b>1.729</b>

Le attività e le passività possedute per la vendita al 31 dicembre 2017 ammontano, quindi, rispettivamente a 1.970 milioni di euro e 1.729 milioni di euro e fanno riferimento:

> a otto società di progetto messicane, titolari di tre impianti in esercizio e cinque in corso di costruzione, per le quali Enel Green Power ha firmato accordi per la cessione di una quota pari all'80% del capitale sociale ("Progetto Kino"). In particolare, il perimetro di attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 5 è costituito dagli

asset (inclusivi del net working capital) relativi agli otto progetti e dai finanziamenti ottenuti dal Gruppo al fine di realizzare gli impianti stessi;

> alle società di progetto relative al parco eolico Kafireas, per le quali Enel Green Power Hellas ha firmato un Joint Venture Agreement (JVA) con un partner che regola i termini e la gestione del 100% dei progetti afferenti a tale parco eolico.

## 32. Patrimonio netto totale - Euro 52.161 milioni

### 32.1 Patrimonio netto del Gruppo - Euro 34.795 milioni

#### Capitale sociale - Euro 10.167 milioni

Non essendo presenti (e quindi tanto meno esercitati) piani di azionariato approvati dalla Società, al 31 dicembre 2017 (così come al 31 dicembre 2016) 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.

Al 31 dicembre 2017, 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 5,615% del capitale sociale, posseduto tramite controllate alla data del 15 agosto 2017 a titolo di gestione del risparmio).

#### Altre riserve - Euro 3.348 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.

##### 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 (2.614) milioni

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 1.609 milioni di euro, è dovuta agli effetti dell'apprezzamento netto della valuta funzionale rispetto alle valute estere delle società controllate.

##### Riserve da valutazione strumenti finanziari di cash flow hedge - Euro (1.588) 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 456 milioni di euro.

##### Riserve da valutazione strumenti finanziari disponibili per la vendita - Euro (23) milioni

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

La variazione dell'esercizio, negativa per 129 milioni di euro, è prevalentemente connessa alla cessione della quota del 10% detenuta in Bayan Resources.

Su tale riserva non vi è effetto fiscale cumulato, tenuto conto del regime fiscale dei Paesi in cui tali strumenti finanziari sono detenuti.

##### Riserva da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto - Euro (5) 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 17 milioni di euro.

##### Rimisurazione delle passività/(attività) nette per piani a benefici definiti - Euro (646) milioni

Tale riserva, creatasi nel corso di precedenti esercizi, 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 94 milioni di euro.

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

Tale riserva accoglie principalmente:

- > 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;
- > gli effetti della fusione in Enel Américas di Endesa Américas e Chilectra Américas;
- > la 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 (1.163) 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 Sud America (alimentata in esercizi precedenti in relazione all'acquisto di ulteriori quote azionarie in Enel Distribución Rio, Ampla Investimentos e Serviços, Eléctrica Cabo Blanco, Enel Distribución Ceará, Generandes Perú, Enersis ed Endesa Latinoamérica, Enel Green Power SpA).

La variazione del periodo, pari a 7 milioni di euro, si riferisce al provento registrato per effetto dell'acquisto di quote di minoranza di Enel Distribución Perú.

## Utili e perdite accumulati - Euro 21.280 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 rilevate negli Other Comprehensive Income, comprensiva delle quote di terzi con evidenza per singola voce del relativo effetto fiscale.

Milioni di euro

	al 31.12.2016			Variazioni			al 31.12.2017					
	<b>Totale</b>	<i>Di cui Gruppo</i>	<i>Di cui terzi</i>	Utili/(Perdite) rilevati a patrimonio netto nell'esercizio	Rilasciati a Conto economico	Imposte	<b>Totale</b>	<i>Di cui Gruppo</i>	<i>Di cui terzi</i>	<b>Totale</b>	<i>Di cui Gruppo</i>	<i>Di cui terzi</i>
Riserva conversione bilanci in valuta estera	<b>(2.903)</b>	<i>(988)</i>	<i>(1.915)</i>	(2.519)	-	-	<b>(2.519)</b>	<i>(1.609)</i>	<i>(910)</i>	<b>(5.422)</b>	<i>(2.597)</i>	<i>(2.825)</i>
Riserva da valutazione degli strumenti finanziari di cash flow hedge	<b>(1.731)</b>	<i>(1.438)</i>	<i>(293)</i>	(1.417)	1.278	67	<b>(72)</b>	<i>(140)</i>	68	<b>(1.803)</b>	<i>(1.578)</i>	<i>(225)</i>
Riserva da valutazione degli investimenti finanziari disponibili per la vendita	<b>105</b>	<i>106</i>	<i>(1)</i>	(14)	(118)	3	<b>(129)</b>	<i>(129)</i>	-	<b>(24)</b>	<i>(23)</i>	<i>(1)</i>
Quota OCI di società collegate valutate a equity	<b>(62)</b>	<i>(61)</i>	<i>(1)</i>	4	8	(2)	<b>10</b>	<i>7</i>	<i>3</i>	<b>(52)</b>	<i>(54)</i>	<i>2</i>
Rimisurazione delle passività/ (attività) nette per benefici ai dipendenti	<b>(927)</b>	<i>(724)</i>	<i>(203)</i>	99	-	(25)	<b>74</b>	<i>60</i>	<i>14</i>	<b>(854)</b>	<i>(664)</i>	<i>(189)</i>
<b>Totale utili/ (perdite) iscritti a patrimonio netto</b>	<b>(5.518)</b>	<b><i>(3.105)</i></b>	<b><i>(2.413)</i></b>	<b>(3.847)</b>	<b>1.168</b>	<b>43</b>	<b>(2.636)</b>	<b><i>(1.811)</i></b>	<b><i>(825)</i></b>	<b>(8.154)</b>	<b><i>(4.916)</i></b>	<b><i>(3.238)</i></b>

## 32.2 Dividendi

	Ammontare distribuito (milioni di euro)	Dividendo per azione (euro)
<b>Dividendi pagati nel 2016</b>		
Dividendi relativi al 2015	1.627	0,16
Acconto sul dividendo 2016 <sup>(1)</sup>	-	-
Dividendi straordinari	-	-
<b>Totale dividendi pagati nel 2016</b>	<b>1.627</b>	<b>0,16</b>
<b>Dividendi pagati nel 2017</b>		
Dividendi relativi al 2016	1.830	0,18
Acconto sul dividendo 2017 <sup>(2)</sup>	-	-
Dividendi straordinari	-	-
<b>Totale dividendi pagati nel 2017</b>	<b>1.830</b>	<b>0,18</b>

(1) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 10 novembre 2016 e messo in pagamento a decorrere dal 25 gennaio 2017 (acconto dividendo per azione 0,09 euro per complessivi 915 milioni di euro).

(2) Deliberato dal Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 e messo in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018 (acconto dividendo per azione 0,105 euro per complessivi 1.068 milioni di euro).

Il Consiglio di Amministrazione dell'8 novembre 2017 ha deliberato la distribuzione di un acconto sul dividendo in misura pari a 0,105 euro per azione, per complessivi 1.068 milioni di euro. Tale acconto, al lordo delle eventuali ritenute di legge, è stato posto in pagamento a decorrere dal 24 gennaio 2018.

### 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 re-

alizzare 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 2017.

A tal fine, il Gruppo monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al patrimonio netto, la cui situazione al 31 dicembre 2017 e 2016 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Posizione finanziaria non corrente	42.439	41.336	1.103
Posizione finanziaria corrente netta	(2.585)	(1.162)	(1.423)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(2.444)	(2.621)	177
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>37.410</b>	<b>37.553</b>	<b>(143)</b>
Patrimonio netto di Gruppo	34.795	34.803	(8)
Interessenze di terzi	17.366	17.772	(406)
<b>Patrimonio netto</b>	<b>52.161</b>	<b>52.575</b>	<b>(414)</b>
<b>Indice debt/equity</b>	<b>0,72</b>	<b>0,71</b>	-

Si rinvia alla nota 39 per la composizione delle singole voci riportate in tabella.



### 32.3 Interessenze di terzi - Euro 17.366 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 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Italia	4	4	-	-
Iberia	6.954	6.957	396	352
Sud America	8.934	9.307	1.020	662
Europa e Nord Africa	1.002	1.017	67	99
Nord e Centro America	387	409	60	104
Africa Sub-Sahariana e Asia	85	78	7	1
<b>Totale</b>	<b>17.366</b>	<b>17.772</b>	<b>1.550</b>	<b>1.217</b>

Si segnala che il decremento della quota attribuibile alle interessenze di terzi si riferisce principalmente all'effetto cambi e ai dividendi del Sud America e di Endesa, solo parzialmente compensati dalla rilevazione dell'utile dell'anno.

## 33. Finanziamenti

Milioni di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Finanziamenti a lungo termine	42.439	41.336	7.000	4.384
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.894	5.372
<b>Totale</b>	<b>42.439</b>	<b>41.336</b>	<b>8.894</b>	<b>9.756</b>

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

## 34. Benefici ai dipendenti - Euro 2.407 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, ri-

spettivamente, al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 nonché la riconciliazione di tale passività con la passività attuariale.

Milioni di euro

2017

	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
<b>VARIAZIONI NELLA PASSIVITÀ ATTUARIALE</b>					
<b>Passività attuariale a inizio esercizio</b>	<b>2.440</b>	<b>847</b>	<b>231</b>	<b>284</b>	<b>3.802</b>
Costo per prestazioni lavorative correnti	17	5	5	47	74
Oneri finanziari	118	16	11	7	152
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni demografiche	2	-	(2)	(1)	(1)
(Utili)/Perdite da cambiamenti nelle assunzioni finanziarie	54	30	3	2	89
(Utili)/Perdite derivanti dall'esperienza	(35)	(138)	15	(5)	(163)
Costo relativo a prestazioni di lavoro passate	5	-	-	-	5
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	-	-	-	-
(Utili)/Perdite su cambi	(124)	(1)	(12)	(6)	(143)
Contributi versati dalla società	-	-	-	-	-
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	1
Erogazioni	(226)	(22)	(12)	(79)	(339)
Altri movimenti	161	2	14	5	182
Passività classificata per la vendita	-	-	-	-	-
<b>Passività attuariale a fine esercizio (A)</b>	<b>2.413</b>	<b>739</b>	<b>253</b>	<b>254</b>	<b>3.659</b>
<b>VARIAZIONI NELLE ATTIVITÀ AL SERVIZIO DEI PIANI</b>					
<b>Fair value dei plan asset a inizio esercizio</b>	<b>1.272</b>	-	-	-	<b>1.272</b>
Proventi finanziari	83	-	-	-	83
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	53	-	-	-	53
(Utili)/Perdite su cambi	(94)	-	-	-	(94)
Contributi versati dalla società	142	22	12	23	199
Contributi versati dal dipendente	1	-	-	-	1
Erogazioni	(226)	(22)	(12)	(23)	(283)
Altri pagamenti	-	-	-	-	-
Variazioni nell'area di consolidamento	86	-	-	-	86
<b>Fair value dei plan asset a fine esercizio (B)</b>	<b>1.317</b>	-	-	-	<b>1.317</b>
<b>EFFETTO DELL'ASSET CEILING</b>					
<b>Asset ceiling a inizio esercizio</b>	<b>54</b>	-	-	-	<b>54</b>
Proventi finanziari	4	-	-	-	4
Cambi nell'asset ceiling	16	-	-	-	16
(Utili)/Perdite su cambi	(9)	-	-	-	(9)
Variazioni nell'area di consolidamento	-	-	-	-	-
<b>Asset ceiling a fine esercizio (C)</b>	<b>65</b>	-	-	-	<b>65</b>
<b>Passività riconosciuta in bilancio (A-B+C)</b>	<b>1.161</b>	<b>739</b>	<b>253</b>	<b>254</b>	<b>2.407</b>

2016

Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Totale
<b>2.126</b>	<b>729</b>	<b>197</b>	<b>285</b>	<b>3.337</b>
14	4	5	50	<b>73</b>
108	19	11	7	<b>145</b>
2	-	(2)	1	<b>1</b>
221	97	19	10	<b>347</b>
9	22	(4)	(14)	<b>13</b>
1	-	1	1	<b>3</b>
2	-	-	-	<b>2</b>
126	1	14	6	<b>147</b>
-	-	-	-	<b>-</b>
1	-	-	-	<b>1</b>
(194)	(28)	(14)	(62)	<b>(298)</b>
24	3	4	1	<b>32</b>
-	-	-	-	<b>-</b>
<b>2.440</b>	<b>847</b>	<b>231</b>	<b>284</b>	<b>3.802</b>
<b>1.110</b>	-	-	-	<b>1.110</b>
75	-	-	-	<b>75</b>
40	-	-	-	<b>40</b>
104	-	-	-	<b>104</b>
136	28	14	22	<b>200</b>
1	-	-	-	<b>1</b>
(194)	(28)	(14)	(22)	<b>(258)</b>
-	-	-	-	<b>-</b>
-	-	-	-	<b>-</b>
<b>1.272</b>	-	-	-	<b>1.272</b>
<b>57</b>	-	-	-	<b>57</b>
5	-	-	-	<b>5</b>
(20)	-	-	-	<b>(20)</b>
13	-	-	-	<b>13</b>
-	-	-	-	<b>-</b>
<b>55</b>	-	-	-	<b>55</b>
<b>1.223</b>	<b>847</b>	<b>231</b>	<b>284</b>	<b>2.585</b>

Milioni di euro

	2017	2016
<b>(Utili)/Perdite a Conto economico</b>		
Costo normale e costo relativo a prestazioni di lavoro passate	40	34
Oneri finanziari netti	73	78
(Utili)/Perdite derivanti da settlement	-	2
(Utili)/Perdite derivanti da altri benefici a lungo termine	39	42
Altri movimenti	(4)	(4)
<b>Totale</b>	<b>148</b>	<b>152</b>

Milioni di euro

	2017	2016
<b>Variazione negli (utili)/perdite in OCI</b>		
Rendimento atteso delle attività a servizio dei piani escluso quanto riportato nei proventi finanziari	(53)	(40)
(Utili)/Perdite su piani a benefici definiti	(71)	365
Variazioni nell'asset ceiling escluso quanto riportato nei proventi finanziari	16	(20)
Altri movimenti	9	(9)
<b>Totale</b>	<b>(99)</b>	<b>296</b>

La variazione nel costo rilevato a Conto economico è pari a 4 milioni di euro. L'impatto a Conto economico risulta quindi sostanzialmente in linea con quanto registrato nel corso del 2016.

La passività riconosciuta in bilancio a fine esercizio è esposta

al netto del fair value delle attività a servizio dei piani, pari a 1.317 milioni di euro al 31 dicembre 2017. La composizione di tali attività, totalmente concentrata in Spagna e Brasile, è sintetizzabile come di seguito riportato.

	2017	2016
<b>Investimenti quotati in mercati attivi</b>		
Azioni	4%	2%
Titoli a reddito fisso	37%	35%
Investimenti immobiliari	5%	5%
Altro	-	1%
<b>Investimenti non quotati</b>		
Asset detenuti da compagnie assicurative	-	-
Altro	54%	57%
<b>Totale</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

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	Sud America	Altri Paesi	Italia	Iberia	Sud America	Altri Paesi
	2017				2016			
Tasso di attualizzazione	0,20%- 1,50%	0,65%- 1,67%	5,00%- 9,93%	1,50%- 7,18%	0,30%- 1,40%	0,64%- 1,75%	4,70%- 12,31%	1,40%- 8,36%
Tasso di inflazione	1,50%	2,00%	3,00%- 4,25%	1,50%- 4,22%	1,40%	2,00%	3,00%- 6,00%	1,40%- 4,84%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,50%- 3,50%	2,00%	3,00%- 7,38%	3,00%- 4,22%	1,40%- 3,40%	2,00%	3,00%- 9,19%	2,90%- 4,84%
Tasso di incremento costo spese sanitarie	2,50%	3,20%	3,00%- 8,00%	-	2,40%	3,20%	3,50%- 9,19%	-
Tasso di rendimento atteso delle attività al servizio del piano	-	1,65%	9,72%- 9,78%	-	-	1,74%	12,20%- 12,31%	-

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.

Milioni di euro	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici	Benefici pensionistici	Sconto energia	Assistenza sanitaria	Altri benefici
	al 31.12.2017				al 31.12.2016			
Decremento 0,5% tasso di attualizzazione	155	60	15	4	159	75	12	4
Incremento 0,5% tasso di attualizzazione	(121)	(55)	(18)	(10)	(136)	(69)	(15)	(10)
Incremento 0,5% tasso di inflazione	(20)	(63)	(14)	(9)	30	74	2	2
Decremento 0,5% tasso di inflazione	47	61	12	1	(20)	(67)	(18)	(10)
Incremento 0,5% delle retribuzioni	32	(1)	-	1	8	-	-	1
Incremento 0,5% delle pensioni in corso di erogazione	35	(1)	-	(3)	12	-	-	(3)
Incremento 1% costi assistenza sanitaria	-	-	28	-	-	-	20	-
Incremento di 1 anno dell'aspettativa di vita dipendenti in forza e pensionati	54	25	147	(3)	50	12	5	(3)

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 34 milioni di euro.

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

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Entro un anno	197	204
Tra uno e due anni	184	186
Tra due e cinque anni	591	589
Oltre cinque anni	1.030	1.058

## 35. Fondi rischi e oneri - Euro 6.031 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
<b>Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:</b>				
- decommissioning nucleare	538	-	567	-
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	814	64	754	35
- contenzioso legale	861	70	698	36
- oneri per certificati ambientali	-	29	-	7
- oneri su imposte e tasse	300	23	290	56
- altri	778	637	770	859
<b>Totale</b>	<b>3.291</b>	<b>823</b>	<b>3.079</b>	<b>993</b>
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.530	387	1.902	440
<b>TOTALE</b>	<b>4.821</b>	<b>1.210</b>	<b>4.981</b>	<b>1.433</b>

Milioni di euro	Accantonamenti	Rilasci	Utilizzi	Attualizzazione	Variazione		Altri		
					perimetro di consolidamento	Differenze cambio			
al 31.12.2016								al 31.12.2017	
<b>Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:</b>									
- decommissioning nucleare	567	-	-	-	7	-	-	(36)	538
- smantellamento, rimozione e bonifica del sito	789	32	(16)	(41)	12	(11)	(16)	129	878
- contenzioso legale	734	138	(139)	(92)	40	168	(79)	161	931
- oneri per certificati ambientali	7	29	(4)	(3)	-	-	-	-	29
- oneri su imposte e tasse	346	60	(28)	(59)	9	2	(4)	(3)	323
- altri	1.629	374	(274)	(193)	109	58	(57)	(231)	1.415
<b>Totale</b>	<b>4.072</b>	<b>633</b>	<b>(461)</b>	<b>(388)</b>	<b>177</b>	<b>217</b>	<b>(156)</b>	<b>20</b>	<b>4.114</b>
Fondo oneri per incentivi all'esodo	2.342	48	(40)	(422)	5	-	-	(16)	1.917
<b>TOTALE</b>	<b>6.414</b>	<b>681</b>	<b>(501)</b>	<b>(810)</b>	<b>182</b>	<b>217</b>	<b>(156)</b>	<b>4</b>	<b>6.031</b>



## Fondo per decommissioning nucleare

Al 31 dicembre 2017 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. 24/2005. La quantificazione degli oneri si basa su quanto riportato nel Contratto tipo tra Enresa 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. Il fondo è riconducibile prevalentemente al gruppo Endesa, Enel Produzione e le società del Sud America.

## 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 (201 milioni di euro), italiane (199 milioni di euro) e del Sud America (520 milioni di euro). L'incremento del fondo rispetto all'esercizio precedente, pari a 197 milioni di euro, è principalmente giustificato dalla variazione di perimetro per l'acquisizione di Enel Distribuição Goiás e da accantonamenti effettuati per controversie con dipendenti, in parte compensati da rilasci e utilizzi soprattutto in Iberia e Italia.

## 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 ed è riconducibile prevalentemente a Enel Energia ed Enel Produzione.

## Fondo oneri su imposte e tasse

Il fondo "oneri su imposte e tasse" accoglie la stima di passività derivanti da contenziosi di natura tributaria relativi a imposte dirette e indirette. Si precisa che il saldo del fondo accoglie, 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.

## 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 e a contenziosi con enti locali per tributi e canoni od oneri di varia natura.

La variazione negativa dell'esercizio, pari a 214 milioni di euro, è prevalentemente riconducibile al rilascio del fondo rischi stanziato per il contenzioso con la Regione Sardegna per gli impianti Tirso 1 e 2, al rilascio del fondo accantonato da Enel Trade in relazione ai contratti onerosi per la fornitura e il trasporto del gas naturale e al rilascio del fondo rischi stanziato per la controversia di natura regolatoria relativa all'autoconsumo dei produttori di energia elettrica in Spagna.

## 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 riduzione dell'anno, pari a 425 milioni di euro, 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'art. 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 riorganizzazione 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 2.003 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Ratei e risconti passivi operativi	929	973	(44)	-4,5%
Altre partite	1.074	883	191	21,6%
<b>Totale</b>	<b>2.003</b>	<b>1.856</b>	<b>147</b>	<b>7,9%</b>

La voce al 31 dicembre 2017 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 Argentina 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 12.671 milioni

La voce, pari a 12.671 milioni di euro (12.688 milioni di euro nel 2016), 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 11.965 milioni di euro (12.230 milioni di euro nel 2016) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a 706 milioni di euro (458 milioni di euro nel 2016).

### 38. Altre passività finanziarie correnti - Euro 954 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Passività finanziarie differite	857	842	15	1,8%
Altre partite	97	422	(325)	-77,0%
<b>Totale</b>	<b>954</b>	<b>1.264</b>	<b>(310)</b>	<b>-24,5%</b>

Il decremento delle altre passività correnti è riferito, prevalentemente, ai minori debiti finanziari (per 296 milioni di euro) scaturiti da una diversa modalità di copertura del deficit tariffario nel sistema elettrico spagnolo. Si rimanda a

quanto commentato nella nota 28.1.

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 37.410 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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Finanziamenti a lungo termine	41	42.439	41.336	1.103	2,7%
Finanziamenti a breve termine	41	1.894	5.372	(3.478)	-64,7%
Altri debiti finanziari correnti <sup>(1)</sup>		-	296	(296)	-
Quota corrente dei finanziamenti a lungo termine	41	7.000	4.384	2.616	59,7%
Altre attività finanziarie non correnti incluse nell'indebitamento	24.1	(2.444)	(2.621)	177	6,8%
Altre attività finanziarie correnti incluse nell'indebitamento	28.1	(4.458)	(2.924)	(1.534)	52,5%
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	30	(7.021)	(8.290)	1.269	15,3%
<b>Totale</b>		<b>37.410</b>	<b>37.553</b>	<b>(143)</b>	<b>-0,4%</b>

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

Nel seguito viene riportata la posizione finanziaria netta, rispettivamente al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, 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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Denaro e valori in cassa	343	298	45	15,1%
Depositi bancari e postali	6.486	7.777	(1.291)	-16,6%
Altri investimenti di liquidità	192	215	(23)	-10,7%
Titoli	69	36	33	91,7%
<b>Liquidità</b>	<b>7.090</b>	<b>8.326</b>	<b>(1.236)</b>	<b>-14,8%</b>
Crediti finanziari a breve termine	3.253	1.993	1.260	63,2%
Crediti finanziari per operazioni di factoring	42	128	(86)	-67,2%
Quota corrente crediti finanziari a lungo termine	1.094	767	327	42,6%
<b>Crediti finanziari correnti</b>	<b>4.389</b>	<b>2.888</b>	<b>1.501</b>	<b>52,0%</b>
Debiti verso banche	(249)	(909)	660	72,6%
Commercial paper	(889)	(3.059)	2.170	70,9%
Quota corrente di finanziamenti bancari	(1.346)	(749)	(597)	-79,7%
Quota corrente debiti per obbligazioni emesse	(5.429)	(3.446)	(1.983)	-57,5%
Quota corrente debiti verso altri finanziatori	(225)	(189)	(36)	-19,0%
Altri debiti finanziari correnti <sup>(1)</sup>	(756)	(1.700)	944	-55,5%
<b>Totale debiti finanziari correnti</b>	<b>(8.894)</b>	<b>(10.052)</b>	<b>1.158</b>	<b>11,5%</b>
<b>Posizione finanziaria corrente netta</b>	<b>2.585</b>	<b>1.162</b>	<b>1.423</b>	<b>-</b>
Debiti verso banche e istituti finanziatori	(8.310)	(7.446)	(864)	-11,6%
Obbligazioni	(32.285)	(32.401)	116	0,4%
Debiti verso altri finanziatori	(1.844)	(1.489)	(355)	-23,8%
<b>Posizione finanziaria non corrente</b>	<b>(42.439)</b>	<b>(41.336)</b>	<b>(1.103)</b>	<b>-2,7%</b>
<b>POSIZIONE FINANZIARIA NETTA come da comunicazione CONSOB</b>	<b>(39.854)</b>	<b>(40.174)</b>	<b>320</b>	<b>0,8%</b>
<b>Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine</b>	<b>2.444</b>	<b>2.621</b>	<b>(177)</b>	<b>-6,8%</b>
<b>INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>(37.410)</b>	<b>(37.553)</b>	<b>143</b>	<b>0,4%</b>

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

## 40. Altre passività correnti - Euro 12.462 milioni

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016	
Debiti diversi verso clienti	1.824	1.785	39	2,2%
Debiti verso operatori istituzionali di mercato	4.765	4.617	148	3,2%
Debiti verso il personale	422	436	(14)	-3,2%
Debiti tributari diversi	1.323	1.071	252	23,5%
Debiti verso istituti di previdenza	218	215	3	1,4%
Contingent consideration	56	85	(29)	-34,1%
Debiti per opzioni di vendita concesse a minoranze azionarie	1	403	(402)	-
Ratei e risconti passivi correnti	302	325	(23)	-7,1%
Debito per acquisto partecipazioni	-	-	-	-
Passività per lavori in corso	364	358	6	1,7%
Debiti per dividendi	1.541	1.410	131	9,3%
Altri	1.646	1.436	210	14,6%
<b>Totale</b>	<b>12.462</b>	<b>12.141</b>	<b>321</b>	<b>2,6%</b>

I "Debiti diversi verso clienti" accolgono depositi cauzionali per 984 milioni di euro (1.038 milioni di euro al 31 dicembre 2016) 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 3.042 milioni di euro (3.069 milioni di euro al 31 dicembre 2016), nel mercato spagnolo per 1.399 milioni di

euro (1.285 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e nel mercato del Sud America per 324 milioni di euro (263 milioni di euro al 31 dicembre 2016).

La voce "Contingent consideration" fa riferimento ad alcune partecipazioni detenute soprattutto da Enel Green Power Brasil Participações, 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" evidenziano al 31 dicembre 2017 un decremento quasi totale, principalmente dovuto, per 401 milioni di euro, al debito relativo alla put option sul 13,6% di e-distribuzione Muntenia ed Enel Energie Muntenia che è stato pagato nel corso del 2017.

## 41. Strumenti finanziari

Nella presente nota si forniscono le disclosure necessarie per la valutazione della significatività degli strumenti finan-

ziari 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

separatamente i derivati di copertura e i derivati misurati al fair value rilevato a Conto economico.

Milioni di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Finanziamenti e crediti</b>	41.1.1	<b>2.062</b>	<b>2.181</b>	<b>25.939</b>	<b>24.684</b>
<b>Attività finanziarie disponibili per la vendita</b>	41.1.2	<b>1.916</b>	<b>1.658</b>	<b>85</b>	<b>35</b>
<b>Attività finanziarie possedute sino alla scadenza</b>	41.1.3	-	-	-	-
<b>Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico</b>					
Attività finanziarie designate al fair value nella rilevazione iniziale (fair value option)	41.1.4	-	-	-	-
Derivati attivi al FVTPL	41.1.4	17	21	1.982	3.027
Attività detenute per la negoziazione	41.1.4	-	-	-	1
<b>Totale attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico</b>		<b>17</b>	<b>21</b>	<b>1.982</b>	<b>3.028</b>
<b>Derivati attivi designati come strumenti di copertura</b>					
Derivati di fair value hedge	41.1.5	23	36	-	1
Derivati di cash flow hedge	41.1.5	662	1.552	327	917
<b>Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura</b>		<b>685</b>	<b>1.588</b>	<b>327</b>	<b>918</b>
<b>TOTALE</b>		<b>4.680</b>	<b>5.448</b>	<b>28.333</b>	<b>28.665</b>

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 31.12.2017	al 31.12.2016	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	30	7.021	8.290
Crediti commerciali	27	-	-	27	14.529	13.506
Quota corrente di crediti finanziari a lungo termine		-	-	28.1	1.094	767
Crediti per factoring		-	-	28.1	42	128
Cash collateral		-	-	28.1	2.664	1.082
Altri crediti finanziari	24.1	2.062	2.181	28.1	589	911
<b>Totale</b>		<b>2.062</b>	<b>2.181</b>		<b>25.939</b>	<b>24.684</b>

I crediti commerciali verso clienti al 31 dicembre 2017 ammontano a 14.529 milioni di euro (13.506 milioni di euro al 31 dicembre 2016) e sono rilevati al netto del fondo svalu-

tazione crediti, che ammonta a 2.402 milioni di euro alla fine dell'anno a fronte di un saldo di apertura pari a 2.028 milioni di euro.

La tabella seguente indica le perdite di valore sui crediti commerciali.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Crediti commerciali</b>		
Importo lordo	16.931	15.534
Fondo svalutazione crediti	(2.402)	(2.028)
<b>Valore netto</b>	<b>14.529</b>	<b>13.506</b>

La tabella seguente indica le movimentazioni del fondo svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

Milioni di euro

<b>Saldo di apertura al 01.01.2016</b>	<b>2.085</b>
Accantonamenti	873
Utilizzi	(548)
Rilasci a Conto economico	(151)
Altre variazioni	(231)
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2016</b>	<b>2.028</b>
<b>Saldo di apertura al 01.01.2017</b>	<b>2.028</b>
Accantonamenti	1.204
Utilizzi	(601)
Rilasci a Conto economico	(310)
Altre variazioni	81
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2017</b>	<b>2.402</b>

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		Correnti	
		al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
Partecipazioni altre imprese	24	58	196	24	-
Titoli disponibili per la vendita (available for sale)	24.1	382	440	28.1	69
Accordi per servizi in concessione	24	1.476	1.022		16
<b>Totale</b>		<b>1.916</b>	<b>1.658</b>		<b>85</b>

#### Movimentazione delle attività finanziarie disponibili per la vendita

Milioni di euro	Non correnti	Correnti
<b>Saldo di apertura al 01.01.2017</b>	<b>1.658</b>	<b>35</b>
Incrementi	-	-
Decrementi	(1)	-
Variazioni del fair value con impatti a patrimonio netto	-	-
Riclassifiche	215	13
Altre variazioni	44	37
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2017</b>	<b>1.916</b>	<b>85</b>

### 41.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

Non risultano attività finanziarie possedute sino alla scadenza.

### 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	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati al FVTPL</b>	44	<b>17</b>	<b>21</b>	44	<b>1.982</b>	<b>3.027</b>
Titoli detenuti per la negoziazione		-	-	28.1	-	1
Investimenti finanziari in fondi	24.1	-	-		-	-
<b>Totale attività finanziarie designate al fair value alla rilevazione iniziale (fair value option)</b>		<b>-</b>	<b>-</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE</b>		<b>17</b>	<b>21</b>		<b>1.982</b>	<b>3.028</b>

### 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, distinte 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	Non correnti			Correnti		
	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	
<b>Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato</b>	41.2.1	<b>42.439</b>	<b>41.336</b>	<b>21.565</b>	<b>22.444</b>	
<b>Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico</b>						
Derivati passivi al FVTPL	41.4	21	22	1.980	3.016	
<b>Totale passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico</b>		<b>21</b>	<b>22</b>	<b>1.980</b>	<b>3.016</b>	
<b>Derivati passivi designati come strumenti di copertura</b>						
Derivati di fair value hedge	41.4	7	15	6	1	
Derivati di cash flow hedge	41.4	2.970	2.495	274	305	
<b>Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura</b>		<b>2.977</b>	<b>2.510</b>	<b>280</b>	<b>306</b>	
<b>TOTALE</b>		<b>45.437</b>	<b>43.968</b>	<b>23.825</b>	<b>25.766</b>	

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 31.12.2017	al 31.12.2016	Note	al 31.12.2017	al 31.12.2016	
Finanziamenti a lungo termine	41.3	42.439	41.336	41.3	7.000	4.384	
Finanziamenti a breve termine		-	-	41.3	1.894	5.372	
Debiti commerciali	37	-	-	37	12.671	12.688	
<b>Totale</b>		<b>42.439</b>	<b>41.336</b>		<b>21.565</b>	<b>22.444</b>	

## 41.3 Finanziamenti

### 41.3.1 Finanziamenti a lungo termine (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) - Euro 49.439 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 rela-

tivi 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 2017 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					
<b>al 31.12.2017</b>											
<b>Obbligazioni:</b>											
- tasso fisso quotate	25.862	25.275	4.679	20.596	29.561	26.426	25.770	1.583	24.187	30.332	(495)
- tasso variabile quotate	2.942	2.926	684	2.242	3.201	3.338	3.320	376	2.944	3.673	(394)
- tasso fisso non quotate	8.532	8.458	-	8.458	9.257	5.660	5.619	1.422	4.197	6.240	2.839
- tasso variabile non quotate	1.055	1.055	66	989	1.051	1.138	1.138	65	1.073	1.132	(83)
<b>Totale obbligazioni</b>	<b>38.391</b>	<b>37.714</b>	<b>5.429</b>	<b>32.285</b>	<b>43.070</b>	<b>36.562</b>	<b>35.847</b>	<b>3.446</b>	<b>32.401</b>	<b>41.377</b>	<b>1.867</b>
<b>Finanziamenti bancari:</b>											
- tasso fisso	1.545	1.533	293	1.240	4.155	1.283	1.278	152	1.126	1.372	255
- tasso variabile	8.146	8.116	1.053	7.063	8.445	6.951	6.902	597	6.305	7.187	1.214
- uso linee di credito revolving	8	7	-	7	7	15	15	-	15	15	(8)
<b>Totale finanziamenti bancari</b>	<b>9.699</b>	<b>9.656</b>	<b>1.346</b>	<b>8.310</b>	<b>12.607</b>	<b>8.249</b>	<b>8.195</b>	<b>749</b>	<b>7.446</b>	<b>8.574</b>	<b>1.461</b>
<b>Finanziamenti non bancari:</b>											
- tasso fisso	1.884	1.865	198	1.667	2.149	1.549	1.548	159	1.389	1.565	317
- tasso variabile	223	204	27	177	231	130	130	30	100	138	74
<b>Totale finanziamenti non bancari</b>	<b>2.107</b>	<b>2.069</b>	<b>225</b>	<b>1.844</b>	<b>2.380</b>	<b>1.679</b>	<b>1.678</b>	<b>189</b>	<b>1.489</b>	<b>1.703</b>	<b>391</b>
<b>Totale finanziamenti a tasso fisso</b>	<b>37.823</b>	<b>37.131</b>	<b>5.170</b>	<b>31.961</b>	<b>45.122</b>	<b>34.918</b>	<b>34.215</b>	<b>3.316</b>	<b>30.899</b>	<b>39.509</b>	<b>2.916</b>
<b>Totale finanziamenti a tasso variabile</b>	<b>12.374</b>	<b>12.308</b>	<b>1.830</b>	<b>10.478</b>	<b>12.935</b>	<b>11.572</b>	<b>11.505</b>	<b>1.068</b>	<b>10.437</b>	<b>12.145</b>	<b>803</b>
<b>TOTALE</b>	<b>50.197</b>	<b>49.439</b>	<b>7.000</b>	<b>42.439</b>	<b>58.057</b>	<b>46.490</b>	<b>45.720</b>	<b>4.384</b>	<b>41.336</b>	<b>51.654</b>	<b>3.719</b>

Il saldo delle obbligazioni è al netto dell'importo di 860 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 nominale	Saldo contabile	Valore nominale	Tasso medio di	Tasso di
					interesse in vigore	interesse
	al 31.12.2017		al 31.12.2016		al 31.12.2017	
<b>Euro</b>	<b>25.925</b>	<b>26.449</b>	<b>25.546</b>	<b>26.127</b>	<b>3,4%</b>	<b>3,8%</b>
Dollaro USA	13.521	13.658	9.879	9.978	4,9%	5,0%
Sterlina inglese	4.786	4.835	4.955	5.011	6,1%	6,2%
Peso colombiano	1.618	1.618	1.872	1.872	8,3%	8,3%
Real brasiliano	1.201	1.230	1.088	1.098	9,5%	9,6%
Franco svizzero	687	688	539	540	2,4%	2,4%
Peso cileno/UF	465	475	490	501	7,1%	7,2%
Sol peruviano	385	385	437	437	6,3%	6,3%
Rublo russo	245	245	295	295	10,6%	10,6%
Yen giapponese	233	233	255	255	2,4%	2,5%
Altre valute	373	381	364	376		
<b>Totale valute non euro</b>	<b>23.514</b>	<b>23.748</b>	<b>20.174</b>	<b>20.363</b>		
<b>TOTALE</b>	<b>49.439</b>	<b>50.197</b>	<b>45.720</b>	<b>46.490</b>		

L'indebitamento finanziario a lungo termine espresso in divise diverse dall'euro ha subito un incremento per 3.340 milioni di euro. Tale variazione è attribuibile essenzialmente

alle nuove emissioni in dollari statunitensi da parte di Enel Finance International.

#### 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 alle attività/passività possedute	Valore nozionale
								per la vendita	
	al 31.12.2016								al 31.12.2017
Obbligazioni	36.562	(4.878)	(19)	-	-	8.992	(1.850)	(416)	38.391
Finanziamenti	9.928	(1.357)	-	230	-	3.292	(287)	-	11.806
<b>Totale indebitamento finanziario</b>	<b>46.490</b>	<b>(6.235)</b>	<b>(19)</b>	<b>230</b>	<b>-</b>	<b>12.284</b>	<b>(2.137)</b>	<b>(416)</b>	<b>50.197</b>

Il valore nozionale dell'indebitamento a lungo termine al 31 dicembre 2017 registra un incremento di 3.707 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, quale risultante di nuove emissioni per 12.284 milioni di euro e variazioni del perimetro di consolidamento per 230 milioni di euro, parzialmente compensate da rimborsi per 6.235 milioni di euro e da differenze positive di cambio per 2.137 milioni

di euro, nonché per la riclassifica ad "attività/passività possedute per la vendita" del debito associato alle società di progetto messicane ("Progetto Kino"). Si evidenzia che la variazione del perimetro di consolidamento è riconducibile principalmente all'aumento dell'indebitamento seguito all'acquisizione, avvenuta nel mese di febbraio 2017, della società di distribuzione brasiliana Enel Distribuição Goiás,

parzialmente compensato dal decremento del debito finanziario derivante dalla cessione, avvenuta a novembre 2017, dei parchi eolici statunitensi di Caney River e Rocky Ridge.

I rimborsi effettuati nel corso del 2017 sono relativi a prestiti obbligazionari per un importo di 4.878 milioni di euro e a finanziamenti per un importo pari a 1.357 milioni di euro.

Nello specifico, tra le principali obbligazioni giunte in scadenza nel corso del 2017 si segnalano:

- > un prestito obbligazionario (909 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel SpA, scaduto nel mese di giugno 2017;
- > un prestito obbligazionario (637 milioni di euro) a tasso fisso emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di luglio 2017;
- > un prestito obbligazionario a tasso fisso in dollari statunitensi (per un controvalore di 1.254 milioni di euro) emesso da Enel Finance International, scaduto nel mese di settembre 2017;
- > prestiti obbligazionari (per un controvalore di 479 milioni di euro) emessi da società latino-americane, scaduti nel corso del 2017.

Si sottolinea, inoltre, che nel mese di agosto 2017 la società Enel Finance International ha riacquistato obbligazioni pro-

prie emesse in dollari statunitensi con scadenza originaria a ottobre 2019; tale operazione è stata effettuata nel contesto della strategia di ottimizzazione della struttura delle passività del Gruppo Enel.

Tra i principali rimborsi dei finanziamenti effettuati nell'esercizio si evidenziano:

- > 224 milioni di euro di finanziamenti agevolati da parte di e-distribuzione ed Enel Produzione;
- > 123 milioni di euro di finanziamenti bancari di Endesa, di cui 13 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- > 131 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Green Power SpA, di cui 40 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- > un controvalore di 57 milioni di euro di finanziamenti bancari di Enel Russia, di cui 12 milioni di euro relativi a finanziamenti agevolati;
- > un controvalore di 107 milioni di euro di finanziamenti di Enel Green Power North America;
- > un controvalore di 467 milioni di euro di finanziamenti di società latino-americane.

Le principali emissioni effettuate nel corso del 2017 sono relative a prestiti obbligazionari per un importo di 8.992 milioni di euro e a finanziamenti per 3.292 milioni di euro.

Di seguito le caratteristiche principali delle operazioni finanziarie effettuate nel corso del 2017.

Emittente	Data di emissione	Importo in milioni di euro	Valuta di emissione	Tasso di interesse	Tipologia tasso	Scadenza
<b>Obbligazioni:</b>						
Enel Finance International	16.01.2017	1.250	Euro	1,14%	Tasso fisso	16.09.2024
Enel Finance International	03.03.2017	192	CHF	0,55%	Tasso fisso	03.09.2024
Enel Finance International	25.05.2017	1.668	USD	2,88%	Tasso fisso	25.05.2022
Enel Finance International	25.05.2017	1.668	USD	3,62%	Tasso fisso	25.05.2027
Enel Finance International	25.05.2017	834	USD	4,75%	Tasso fisso	25.05.2047
Enel Finance International	06.10.2017	1.042	USD	2,75%	Tasso fisso	06.04.2023
Enel Finance International	06.10.2017	1.042	USD	3,50%	Tasso fisso	06.04.2028
Enel Finance International	06.10.2017	417	USD	4,75%	Tasso fisso	25.05.2047
Enel Distribución Rio	15.12.2017	149	BRL	CDI + 1,14%	Tasso variabile	15.12.2020
Enel Distribución Ceará	15.12.2017	87	BRL	CDI + 0,80%	Tasso variabile	15.12.2022
<b>Totale obbligazioni</b>		<b>8.349</b>				
<b>Finanziamenti bancari:</b>						
Enel	27.04.2017	150	Euro	Euribor 3M + 37,5 bps	Tasso variabile	27.04.2020
Enel	15.06.2017	450	Euro	Euribor 6M + 33,5 bps	Tasso variabile	15.07.2020
Enel	10.07.2017	200	Euro	Euribor 6M + 20 bps	Tasso variabile	26.06.2021
Enel	10.07.2017	189	USD	Libor 3M + 71,8 bps	Tasso variabile	12.07.2021
Endesa	18.01.2017	150	Euro	Euribor 6M + 38 bps	Tasso variabile	18.01.2029
Endesa	20.02.2017	150	Euro	Euribor 6M + 39 bps	Tasso variabile	20.02.2029
Enel Green Power Projetos I	09.11.2017	211	USD	3,19%	Tasso fisso	08.11.2019
<b>Totale finanziamenti bancari</b>		<b>1.500</b>				

Si evidenzia che nel corso del 2017 Enel SpA ed Enel Finance International hanno siglato con un pool di banche una linea di credito revolving da 10 miliardi di euro con scadenza nel mese di dicembre 2022; tale linea, che sostituisce una preesistente linea da 9,44 miliardi di euro rinegoziata nel febbraio 2015 con scadenza quinquennale, non risulta utilizzata al 31 dicembre 2017.

I principali debiti finanziari a lungo termine del Gruppo con-

tengono i covenant tipici della prassi internazionale. Tali indebitamenti sono rappresentati, in particolare, dalle emissioni obbligazionarie effettuate nell'ambito dei programmi di Global/Euro 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/Euro Medium Term Notes di (i) Enel ed Enel Finance International NV (inclusi i c.d. "Green Bonds" di Enel Finance International NV, garantiti da Enel SpA, utilizzati per finanziare i c.d. "eligible green projects" del Gruppo) 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 verifichi 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.

Nel corso del 2017 Enel Finance International NV ha emesso alcuni prestiti obbligazionari sul mercato americano, garantiti da Enel, i cui principali covenant sono gli stessi delle emissioni obbligazionarie effettuate ai sensi del programma Euro Medium Term Notes.

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 verifichi 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 31.12.2017						
	Struttura iniziale del debito		Impatto copertura del debito		Struttura del debito dopo la copertura	
	Saldo contabile	Valore nominale	%			%
<b>Euro</b>	<b>25.925</b>	<b>26.449</b>	<b>52,7</b>	<b>15.144</b>	<b>41.593</b>	<b>82,9</b>
Dollaro USA	13.521	13.658	27,2	(10.577)	3.081	6,1
Sterlina inglese	4.786	4.835	9,6	(4.835)	-	-
Peso colombiano	1.618	1.618	3,2	29	1.647	3,3
Real brasiliano	1.201	1.230	2,5	977	2.207	4,4
Franco svizzero	687	688	1,4	(688)	-	-
Peso cileno/UF	465	475	0,9	-	475	0,9
Sol peruviano	385	385	0,8	-	385	0,8
Rublo russo	245	245	0,5	100	345	0,7
Yen giapponese	233	233	0,5	(233)	-	-
Altre valute	373	381	0,7	83	464	0,9
<b>Totale valute non euro</b>	<b>23.514</b>	<b>23.748</b>	<b>47,3</b>	<b>(15.144)</b>	<b>8.604</b>	<b>17,1</b>
<b>TOTALE</b>	<b>49.439</b>	<b>50.197</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>50.197</b>	<b>100,0</b>

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

	2017				2016			
	Ante copertura	%	Post copertura	%	Ante copertura	%	Post copertura	%
Tasso variabile	14.268	27,4	11.358	21,8	17.240	33,1	14.667	28,1
Tasso fisso	37.823	72,6	40.733	78,2	34.918	66,9	37.491	71,9
<b>Totale</b>	<b>52.091</b>		<b>52.091</b>		<b>52.158</b>		<b>52.158</b>	

Al 31 dicembre 2017, il 27,4% dell'indebitamento finanziario è espresso a tassi variabili (33,1% al 31 dicembre 2016). 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 2017 risulta pari a 21,8% dell'indebitamento finanziario (28,1% al 31 dicembre 2016). 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 78% rispetto all'esposizione (72% coperto al 31 dicembre 2016).

Tali risultati sono in linea con i limiti stabiliti nelle policy di risk management.

al 31.12.2016

Saldo contabile	Struttura iniziale del debito		Impatto copertura del debito		Struttura del debito dopo la copertura	
	Valore nominale	%				%
<b>25.546</b>	<b>26.127</b>	<b>56,2</b>	<b>12.220</b>	<b>38.347</b>	<b>82,5</b>	
9.879	9.978	21,5	(6.889)	3.089	6,6	
4.955	5.011	10,8	(5.011)	-	-	
1.872	1.872	4,0	-	1.872	4,0	
1.088	1.098	2,4	276	1.374	3,0	
539	540	1,2	(540)	-	-	
490	501	1,1	-	501	1,1	
437	437	0,9	-	437	0,9	
295	295	0,6	112	407	0,9	
255	255	0,5	(255)	-	-	
364	376	0,8	87	463	1,0	
<b>20.174</b>	<b>20.363</b>	<b>43,8</b>	<b>(12.220)</b>	<b>8.143</b>	<b>17,5</b>	
<b>45.720</b>	<b>46.490</b>	<b>100,0</b>	<b>-</b>	<b>46.490</b>	<b>100,0</b>	

### 41.3.2 Finanziamenti a breve termine - Euro 1.894 milioni

Al 31 dicembre 2017 i finanziamenti a breve termine ammontano complessivamente a 1.894 milioni di euro, registrando un decremento di 3.478 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2016, e sono dettagliati nella tabella che segue.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
Debiti verso banche a breve termine	249	909	(660)
Commercial paper	889	3.059	(2.170)
Cash collateral su derivati e altri finanziamenti	449	1.286	(837)
Altri debiti finanziari a breve termine <sup>(1)</sup>	307	118	189
<b>Indebitamento finanziario a breve</b>	<b>1.894</b>	<b>5.372</b>	<b>(3.478)</b>

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

I debiti finanziari verso banche a breve termine ammontano a 249 milioni di euro.

I debiti rappresentati da commercial paper si riferiscono alle emissioni in essere a fine dicembre 2017 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 di Enel Américas ed Enel Generación Chile per un importo complessivo di 400

milioni di dollari statunitensi pari a 334 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2017 le emissioni relative ai suddetti programmi sono pari complessivamente a 889 milioni di euro, in capo a International Endesa BV. Si segnala che la significativa riduzione di 2.170 milioni si riferisce alla minore esposizione di Enel Finance International a seguito delle minori emissioni intervenute nel corso dell'esercizio e della riclassifica ad "attività/passività possedute per la vendita" del debito associato alle società di progetto messicane ("Progetto Kino").

### 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 divisi per categoria di strumento finanziario, a esclusione dei derivati.

Milioni di euro

	2017		2016	
	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	81	-	59	-
Attività finanziarie disponibili per la vendita valutate al costo ammortizzato	1	-	7	-
Attività finanziarie possedute sino alla scadenza	-	-	(1)	-
Finanziamenti e altri crediti	(701)	(870)	(595)	(764)
<b>Attività finanziarie al FVTPL</b>				
Attività finanziarie detenute per la negoziazione	-	-	1	-
Attività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	(1)	-
<b>Totale attività finanziarie al FVTPL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	(1.054)	-	(1.873)	-
<b>Passività finanziarie al FVTPL</b>				
Passività finanziarie detenute per la negoziazione	1	-	-	-
Passività designate alla rilevazione iniziale (fair value option)	-	-	-	-
<b>Totale passività finanziarie al FVTPL</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

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

### Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

Il Gruppo Enel, nello svolgimento della propria attività industriale, è esposto a rischi di natura finanziaria quali il rischio di mercato (che include il rischio di tasso di interesse, di tasso di cambio e del prezzo delle commodity), il rischio di credito e il rischio di liquidità.

Come riportato nel capitolo "Principali rischi e incertezze", la governance adottata dal Gruppo per i rischi finanziari prevede la presenza di comitati interni e l'impiego di apposite policy e limiti operativi. L'obiettivo primario di Enel è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari, affinché questi non comportino variazioni inattese dei risultati.

### Rischi di mercato

I rischi di mercato comprendono principalmente il rischio di tasso di interesse, il rischio di tasso di cambio e il rischio di prezzo delle commodity. Le fonti dell'esposizione ai rischi di mercato non hanno subito variazioni rispetto al precedente esercizio.

Il rischio di tasso di interesse deriva principalmente dall'impiego di strumenti finanziari. Le principali passività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono prestiti obbligazionari, finanziamenti bancari, debiti verso altri finanziatori, commercial paper, derivati, depositi in denaro ricevuti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie passive, cash collateral), debiti per lavori in corso nonché debiti commerciali. Le principali attività finanziarie detenute dal Gruppo comprendono crediti finanziari, crediti per factoring, derivati, depositi in denaro forniti a garanzia di contratti commerciali o derivati (garanzie attive, cash collateral), disponibilità liquide (e mezzi equivalenti), crediti per lavori in corso nonché i crediti commerciali.

Lo scopo di tali strumenti è quello di supportare le attività industriali del Gruppo. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 41 "Strumenti finanziari".

Il rischio di tasso di cambio deriva dalle attività di compravendita di combustibili ed energia, dagli investimenti industriali, dai dividendi relativi a partecipazioni, dai rapporti commerciali, nonché dall'impiego di strumenti finanziari. Il bilancio consolidato del Gruppo è inoltre soggetto al rischio traslativo.

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 degli effetti traslativi (bilancio consolidato). Tale obiettivo viene raggiunto alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione sia della natura degli strumenti finanziari sia delle fonti di ricavo, nonché attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti derivati sui mercati Over The Counter (OTC) o mediante appositi accordi commerciali.

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, in conformità con le policy e i limiti operativi definiti dalla governance di Gruppo, Enel elabora e pianifica sia strategie che intervengono nelle varie fasi del processo industriale legato alla produzione e vendita di energia e di gas (quali l'approvvigionamento anticipato e gli accordi commerciali a lungo termine), sia piani e tecniche di mitigazione del rischio tramite l'utilizzo di contratti derivati (hedging).

Nell'ambito della governance dei rischi di mercato, Enel 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 e del Consiglio). Nel corso del 2017 non è stato rilevato alcun superamento dei valori soglia.

### Rischio di tasso di interesse

Il rischio di tasso di interesse si manifesta principalmente come variazione inattesa degli oneri relativi alle passività finanziarie, se indicizzati a tasso variabile e/o soggetti

all'incertezza delle condizioni economiche nella negoziazione dei nuovi strumenti di debito, nonché come variazione inattesa del valore di strumenti finanziari valutati al fair value (quali il debito a tasso fisso).

Il Gruppo gestisce il rischio di tasso di interesse principalmente attraverso la definizione di una struttura finanziaria ottimale con il duplice obiettivo di stabilizzazione degli oneri e di contenimento del costo della provvista. Tale obiettivo viene raggiunto sia attraverso la diversificazione del portafoglio di passività finanziarie, per tipologia contrattuale, durata e condizioni, sia modificando il profilo di rischio di specifiche esposizioni attraverso la stipula di contratti finanziari derivati OTC, principalmente interest rate swap e interest rate option. La scadenza del contratto derivato non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'uno bilancia la corrispondente variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi dell'altra. 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, Enel concorda con la controparte di scambiare periodicamente i flussi di cassa relativi agli interessi a tasso variabile con quelli relativi agli interessi a tasso fisso, entrambi calcolati sul 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 trasformare i criteri di indicizzazione di una passività finanziaria a tasso variabile.

Alcuni finanziamenti strutturati sono caratterizzati da flussi di cassa cedolari con più fasi, coperti da interest rate swap, che alla data di bilancio, e per un tempo limitato, prevedono lo scambio 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 sul 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 lo strumento finanziario sintetico per effetto della copertura. Alcune strategie di copertura prevedono combinazioni di opzioni (c.d. "collar"), che consentono di fissare contemporaneamente sia il tasso minimo sia il tasso massimo. In questo 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 elevato rispetto alle aspettative del mercato sui tassi di interesse futuri. Inoltre, l'utilizzo degli interest rate option è considerato più appropriato nei periodi di maggior incertezza sul futuro andamento dei tassi di interesse poiché consente di beneficiare di eventuali diminuzioni del livello degli stessi.

Nella tabella seguente viene fornito, alla data del 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2016, il nozionale dei contratti derivati su tasso di interesse suddiviso per tipologia contrattuale.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2017	2016
Da variabile a fisso interest rate swap	11.166	11.526
Da fisso a variabile interest rate swap	884	853
Da fisso a fisso interest rate swap	-	-
Da variabile a variabile interest rate swap	165	165
Interest rate option	50	50
<b>Totale</b>	<b>12.265</b>	<b>12.594</b>

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

Enel 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 di mercato sono ottenuti mediante la traslazione parallela, in aumento e in diminuzione, della curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di interesse come segue.

Milioni di euro

2017

	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	24	(24)	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	8	(8)	-	-
<b>Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura</b>					
Cash flow hedge	25	-	-	107	(107)
Fair value hedge	25	(3)	3	-	-

## Rischio di tasso di cambio

Il rischio di tasso di cambio si manifesta principalmente come variazione inattesa delle poste di bilancio derivanti da transazioni denominate in una valuta diversa dalla valuta di conto. L'esposizione del Gruppo è legata in particolare alle operazioni di compravendita di combustibili ed energia, agli investimenti (flussi di cassa per costi capitalizzati), ai dividendi e alla compravendita di partecipazioni, ai rapporti commerciali e alle attività e passività finanziarie.

Al fine di minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di cambio, Enel adotta strategie di diversificazione geografica delle fonti di ricavo e di costo, nonché formule di indicizzazione nei contratti commerciali, e stipula diverse tipologie di contratti derivati, tipicamente sul mercato OTC.

I contratti derivati presenti nel portafoglio di strumenti finanziari del Gruppo sono cross currency interest rate swap, currency forward e currency swap. La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza dello strumento sottostante cosicché ogni variazione del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli uni bilancia le corrispondenti variazioni del fair value e/o dei flussi di cassa attesi degli altri.

I cross currency interest rate swap consentono di trasformare una passività finanziaria a lungo termine, denominata

in una divisa diversa da quella di conto, in un'equivalente passività finanziaria denominata nella divisa di conto.

I currency forward sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio bidirezionale di capitali 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 del capitale scambiato (deliverable forward) o la corresponsione del differenziale generato dalla disuguaglianza tra il tasso di cambio strike e il livello del cambio prevalente sul mercato alla data di 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 capitali denominati in divise diverse.

Nella seguente tabella viene fornito, alla data del 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2016, il nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di posta coperta.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2017	2016
Cross currency interest rate swap (CCIRS) a copertura indebitamento in valuta	19.004	14.973
Contratti currency forward a copertura del rischio cambio commodity	3.526	2.887
Contratti currency forward a copertura di flussi futuri in valuta diversa dall'euro	6.319	6.036
Contratti currency swap a copertura delle commercial paper	-	-
Contratti currency forward a copertura di finanziamenti	-	-
Altri contratti forward	300	1.014
<b>Totale</b>	<b>29.149</b>	<b>24.910</b>

In particolare si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 19.004 milioni di euro volti alla copertura del rischio cambio collegato all'indebitamento contratto in valuta (14.973 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 9.845 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 (8.923 milioni di euro al 31 dicembre 2016);
- > 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), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

Al 31 dicembre 2017 si rileva che il 47% (44% al 31 dicembre 2016) 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 17% al 31 dicembre 2017 (18% al 31 dicembre 2016).

## Analisi di sensitività del rischio di tasso di cambio

Enel 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 degli oneri finanziari relativi alla quota di indebitamento lordo di medio-lungo termine non coperto.

Tali scenari sono ottenuti mediante l'apprezzamento e il deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le altre divise rispetto al valore rilevato alla data di bilancio. Non sono state introdotte modifiche né dei metodi né delle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività rispetto al periodo precedente.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato dalle variazioni nel livello dei tassi di cambio come segue.

Milioni di euro	Tasso di cambio	2017			
		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%	544	(663)	-	-
<b>Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura</b>					
Cash flow hedge	10%	-	-	(2.413)	2.946
Fair value hedge	10%	-	-	-	-

## Rischio di prezzo delle commodity

Il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity deriva principalmente dalle attività di compravendita di energia e combustibili a prezzo variabile (per es., contratti bilaterali indicizzati, operazioni sul mercato spot ecc.).

Le esposizioni derivanti dai contratti indicizzati sono determinate attraverso la scomposizione delle formule contrattuali nei fattori di rischio sottostanti.

In relazione all'energia venduta, il Gruppo ricorre prevalentemente alla stipula di contratti a prezzo fisso, attraverso accordi bilaterali fisici (per es., PPA) e contratti finanziari (per 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 per fattori di rischio omogenei che possono essere gestiti attraverso operazioni di copertura sul mercato. Per i portafogli industriali sono adottate tecniche di proxy hedging qualora gli strumenti di copertura relativi ai particolari fattori di rischio che generano

l'esposizione non siano disponibili sul mercato o non siano sufficientemente liquidi. Inoltre, Enel applica tecniche di portfolio hedging per valutare opportunità di netting fra esposizioni 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 inoltre svolge attività di proprietary trading con l'obiettivo di presidiare i mercati delle commodity energetiche di riferimento per il Gruppo. Tale attività consiste nell'assunzione di esposizioni sulle commodity energetiche (prodotti petroliferi, gas, carbone, certificati CO<sub>2</sub> ed energia elettrica) attraverso strumenti finanziari derivati e contratti fisici scambiati su mercati regolamentati e OTC, ottimizzando il profitto grazie a operazioni effettuate sulla base delle aspettative di evoluzione dei mercati.

La seguente tabella espone il valore nozionale delle transazioni outstanding al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddiviso per tipologia di strumento.

Milioni di euro	Valore nozionale	
	2017	2016
Contratti forward e future	24.824	28.197
Swap	4.584	6.195
Opzioni	422	308
Embedded	-	-
<b>Totale</b>	<b>29.830</b>	<b>34.700</b>

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.

L'impatto sul risultato prima delle imposte, in caso di un incremento del 10% e di un decremento del 10% dei prezzi delle commodity principali che compongono gli

scenari dei combustibili e il paniere delle formule utilizzate nei contratti, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo del gas e dei prodotti petroliferi e, in minor misura, dell'energia e della CO<sub>2</sub>. L'impatto sul patrimonio netto, applicando gli stessi shift sulla curva dei prezzi, è dovuto principalmente alla variazione del prezzo del carbone e dell'energia elettrica e, in misura inferiore, della CO<sub>2</sub>.

Milioni di euro	Prezzo commodity	2017			
		Impatto a Conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	10%	23	(18)	-	-
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity designati come strumenti di copertura	10%	-	-	67	(65)

## Rischio di credito

Le operazioni commerciali, su commodity e di natura finanziaria, espongono il Gruppo al rischio di credito, ovvero all'eventualità di un peggioramento del merito creditizio delle controparti che causa effetti avversi sul valore atteso della posizione creditoria e, relativamente ai soli crediti commerciali, incremento dei tempi medi di incasso.

Pertanto, l'esposizione al rischio di credito è riconducibile alle seguenti tipologie di operatività:

- > vendita e distribuzione di energia elettrica e gas nei mercati liberi e regolamentati e fornitura di beni e servizi (crediti commerciali);
- > attività di negoziazione che comportano uno scambio fisico od operazioni su strumenti finanziari (portafoglio commodity);
- > attività di negoziazione di strumenti derivati, depositi bancari e più in generale di strumenti finanziari (portafoglio finanziario).

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 e 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.

Inoltre, a livello di Gruppo è prevista, in tutte le principali Region, Country e 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.

La politica di gestione del rischio di credito derivante da attività commerciali prevede la valutazione preliminare del merito creditizio delle controparti e l'adozione di strumenti di mitigazione quali l'acquisizione di garanzie reali o personali.

Inoltre, il Gruppo pone in essere operazioni di cessione dei crediti senza rivalsa (*pro soluto*), che danno luogo all'integrale eliminazione dal bilancio delle corrispondenti attività oggetto di cessione, essendo stati ritenuti trasferiti i rischi e i benefici a esse connessi.

Con riferimento infine all'operatività finanziaria e su commodity, la mitigazione del rischio è perseguita attraverso un sistema di valutazione delle controparti omogeneo a livello di Gruppo, implementato anche a livello di Region/Country/Global Business Line, nonché l'adozione di specifici framework contrattuali standardizzati che prevedono clausole di mitigazione del rischio (per es., netting) ed eventualmente lo scambio di cash collateral.

## Concentrazione del rischio di credito dei clienti

I crediti commerciali sono generati dall'operatività del Gruppo in molteplici Region e Country con clienti e controparti che presentano un elevato livello di diversificazione, oltre che geografica, anche settoriale e dimensionale (clientela corporate, residenziale e pubbliche amministrazioni). Enel, infatti, ha oltre 60 milioni di clienti o controparti con esposizioni creditizie tendenzialmente granulari.

### Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Milioni di euro

	2017	2016
<b>Crediti commerciali svalutati</b>	<b>2.402</b>	<b>2.028</b>
<b>Crediti commerciali non scaduti e non svalutati</b>	<b>10.425</b>	<b>10.006</b>
<b>Crediti commerciali scaduti ma non svalutati:</b>	<b>4.105</b>	<b>3.499</b>
- da meno di 3 mesi	1.779	1.349
- da 3 a 6 mesi	444	288
- da 6 mesi a 12 mesi	349	334
- da 12 mesi a 24 mesi	343	500
- oltre 24 mesi	1.190	1.028
<b>Totale</b>	<b>16.932</b>	<b>15.533</b>

## Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si manifesta come incertezza sulla capacità del Gruppo di adempiere alle proprie obbligazioni, associate a passività finanziarie che sono regolate tramite la cassa o altre attività finanziarie.

Enel gestisce il rischio di liquidità attuando opportune misure tese a garantire un adeguato livello di risorse finanziarie liquide, minimizzandone il relativo costo opportunità, e mantenendo una struttura del debito equilibrata in termini di scadenze e fonti di finanziamento.

Nel breve termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un adeguato livello di risorse incondizionatamente disponibili, ivi comprese le disponibilità di cassa e i depositi a breve termine, le linee di credito committed disponibili e il portafoglio di attività altamente liquide.

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo equilibrato di scadenze del debito e l'accesso a diverse fonti di finanziamento in termini di mercati, valute e controparti.

La mitigazione del rischio di liquidità consente al Gruppo di mantenere un profilo di merito creditizio che garantisca l'accesso al mercato dei capitali e limiti il costo delle fonti di finanziamento, con conseguenti effetti positivi sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Il Gruppo ha a disposizione le seguenti linee di credito non utilizzate.

Milioni di euro	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno	Con scadenza entro un anno	Con scadenza oltre un anno
Linee di credito committed	245	13.761	176	14.214
Linee di credito uncommitted	360	1	448	19
Commercial paper	7.464	-	6.320	-
<b>Totale</b>	<b>8.069</b>	<b>13.762</b>	<b>6.944</b>	<b>14.233</b>

## 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	2019	2020	2021	2022	Oltre
<b>Obbligazioni:</b>							
- tasso fisso quotate	2.506	2.173	2.098	2.173	1.320	2.254	12.751
- tasso variabile quotate	500	184	229	115	168	306	1.274
- tasso fisso non quotate	-	-	-	-	-	1.291	7.167
- tasso variabile non quotate	-	66	229	177	111	97	525
<b>Totale obbligazioni</b>	<b>3.006</b>	<b>2.423</b>	<b>2.556</b>	<b>2.465</b>	<b>1.599</b>	<b>3.948</b>	<b>21.717</b>
<b>Finanziamenti bancari:</b>							
- tasso fisso	73	220	398	340	133	53	316
- tasso variabile	93	960	797	1.374	1.067	545	3.280
- uso linee di credito revolving	-	-	-	7	-	-	-
<b>Totale finanziamenti bancari</b>	<b>166</b>	<b>1.180</b>	<b>1.195</b>	<b>1.721</b>	<b>1.200</b>	<b>598</b>	<b>3.596</b>
<b>Finanziamenti non bancari:</b>							
- tasso fisso	53	145	164	176	173	174	980
- tasso variabile	7	20	30	30	40	16	61
<b>Totale finanziamenti non bancari</b>	<b>60</b>	<b>165</b>	<b>194</b>	<b>206</b>	<b>213</b>	<b>190</b>	<b>1.041</b>
<b>Totale</b>	<b>3.232</b>	<b>3.768</b>	<b>3.945</b>	<b>4.392</b>	<b>3.012</b>	<b>4.736</b>	<b>26.354</b>

## 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 cosiddetta "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 2017.

Milioni di euro

	al 31.12.2017	2015-2019	2020-2024	2025-2029	Oltre
<b>Impegni per acquisti di commodity:</b>					
- energia elettrica	79.163	19.475	14.596	14.163	30.929
- combustibili	42.302	24.671	10.764	5.222	1.645
<b>Totale</b>	<b>121.465</b>	<b>44.146</b>	<b>25.360</b>	<b>19.385</b>	<b>32.574</b>

## 43. Compensazione di attività e passività finanziarie

Si fa presente che al 31 dicembre 2017 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 es., 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 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati di fair value hedge:</b>								
- tassi	827	848	23	36	-	20	-	1
<b>Totale</b>	<b>827</b>	<b>848</b>	<b>23</b>	<b>36</b>	<b>-</b>	<b>20</b>	<b>-</b>	<b>1</b>
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>								
- tassi	780	379	5	3	127	17	1	-
- cambi	3.644	8.057	594	1.531	1.130	3.561	45	464
- commodity	367	99	63	18	1.975	1.869	281	453
<b>Totale</b>	<b>4.791</b>	<b>8.535</b>	<b>662</b>	<b>1.552</b>	<b>3.232</b>	<b>5.447</b>	<b>327</b>	<b>917</b>
<b>Derivati di trading:</b>								
- tassi	394	50	3	3	-	-	-	-
- cambi	134	120	5	7	4.442	3.246	80	70
- commodity	177	69	9	11	12.909	15.539	1.902	2.957
<b>Totale</b>	<b>705</b>	<b>239</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>17.351</b>	<b>18.785</b>	<b>1.982</b>	<b>3.027</b>
<b>TOTALE DERIVATI ATTIVI</b>	<b>6.323</b>	<b>9.622</b>	<b>702</b>	<b>1.609</b>	<b>20.583</b>	<b>24.252</b>	<b>2.309</b>	<b>3.945</b>



	Non correnti				Correnti			
	Nozionale		Fair value		Nozionale		Fair value	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati di fair value hedge:</b>								
- tassi	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	63	106	7	15	35	7	6	1
- commodity	-	-	-	-	-	4	-	-
<b>Totale</b>	<b>63</b>	<b>106</b>	<b>7</b>	<b>15</b>	<b>35</b>	<b>11</b>	<b>6</b>	<b>1</b>
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>								
- tassi	9.899	11.042	556	695	50	31	1	1
- cambi	15.756	5.686	2.375	1.764	2.096	457	114	88
- commodity	368	352	39	36	1.114	1.096	159	216
<b>Totale</b>	<b>26.023</b>	<b>17.080</b>	<b>2.970</b>	<b>2.495</b>	<b>3.260</b>	<b>1.584</b>	<b>274</b>	<b>305</b>
<b>Derivati di trading:</b>								
- tassi	88	88	9	13	100	119	65	73
- cambi	326	37	10	5	1.474	3.633	38	62
- commodity	18	64	2	4	12.902	15.608	1.877	2.881
<b>Totale</b>	<b>432</b>	<b>189</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>14.476</b>	<b>19.360</b>	<b>1.980</b>	<b>3.016</b>
<b>TOTALE DERIVATI PASSIVI</b>	<b>26.518</b>	<b>17.375</b>	<b>2.998</b>	<b>2.532</b>	<b>17.771</b>	<b>20.955</b>	<b>2.260</b>	<b>3.322</b>

## 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 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 detentrici 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; vi) prezzo relativo ai beni d'investimento; vii) prezzo dei costi operativi; viii) ricavi derivanti dalla vendita di energia;

- > 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 degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di interesse

delle transazioni in essere al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro		Fair value	Nozionale	Fair value	Nozionale
Strumento di copertura	Attività coperta	al 31.12.2017		al 31.12.2016	
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso fisso	22	812	35	853
Interest rate swap	Finanziamenti a tasso variabile	(550)	10.799	(691)	11.484
Interest rate swap	Credito finanziario a tasso variabile	-	72	-	-
<b>Totale</b>		<b>(528)</b>	<b>11.683</b>	<b>(656)</b>	<b>12.337</b>

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di tasso di interesse al

31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati di fair value hedge:</b>								
- interest rate swap	827	868	23	37	-	-	-	-
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>								
- interest rate swap	907	396	6	3	9.949	11.073	(557)	(696)
<b>Totale derivati sul tasso di interesse</b>	<b>1.734</b>	<b>1.264</b>	<b>29</b>	<b>40</b>	<b>9.949</b>	<b>11.073</b>	<b>(557)</b>	<b>(696)</b>

Il valore nozionale complessivo dei contratti derivati classificati come strumenti di copertura risulta al 31 dicembre 2017 pari a 11.683 milioni di euro e il corrispondente fair value negativo è pari a 528 milioni di euro.

Il valore nozionale evidenzia un decremento di 654 milioni di euro. In particolare, si evidenzia che sono scaduti interest rate swap per un valore complessivo di 1.089 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per 666 milioni di euro. Il valore, inoltre, risente della riduzione del nozionale degli interest rate swap di tipo amortizing.

Il miglioramento del fair value, pari a 128 milioni di euro, è dovuto principalmente all'incremento del tratto a lungo della curva dei tassi di interesse verificatosi 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 al 31.12.2017	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		2018	2019	2020	2021	2022	Oltre
<b>Derivati di cash flow hedge su tasso di interesse:</b>							
- derivati attivi (fair value positivo)	6	1	3	2	1	-	-
- derivati passivi (fair value negativo)	(557)	(93)	(113)	(109)	(88)	(61)	(131)

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	
<b>Saldo di apertura al 01.01.2016</b>	<b>(442)</b>
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(361)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	35
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2016</b>	<b>(768)</b>
<b>Saldo di apertura al 01.01.2017</b>	<b>(768)</b>
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	99
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	52
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2017</b>	<b>(617)</b>

## Rischio di 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 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di elemento coperto.

Milioni di euro		Fair value		Nozionale		Fair value		Nozionale	
		al 31.12.2017		al 31.12.2016					
Strumento di copertura	Attività coperta								
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso fisso	(1.720)	17.616	148	13.988				
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Finanziamenti a tasso variabile	(4)	977	(16)	650				
Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	(29)	321	(69)	335				
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	(130)	3.076	120	2.091				
Currency forward	Flussi di cassa futuri denominati in valuta estera	30	552	1	38				
Currency forward	Acquisti di beni d'investimento e altro	(9)	183	(57)	772				
<b>Totale</b>		<b>(1.863)</b>	<b>22.725</b>	<b>127</b>	<b>17.874</b>				

Per le relazioni di copertura in cash flow hedge e fair value hedge si evidenziano:

- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 17.616 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 negativo pari a 1.720 milioni di euro;
- > contratti CCIRS con un ammontare nozionale di 1.298 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 33 milioni di euro;
- > contratti currency forward con un ammontare nozionale complessivo di 3.628 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 negativo complessivo pari a 100 milioni di euro;

- > contratti currency forward con un ammontare nozionale di 183 milioni di euro e un fair value negativo pari a 9 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'acquisizione di beni d'investimento nel settore delle energie rinnovabili e delle infrastrutture e reti (contatori digitali di ultima generazione), ai costi operativi della fornitura di servizi cloud e a ricavi derivanti dalla vendita di energia rinnovabile.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di cambio al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati di fair value hedge:</b>								
- currency forward	-	-	-	-	4	7	-	(1)
- CCIRSs	-	-	-	-	93	106	(13)	(15)
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>								
- currency forward	747	2.521	32	141	3.060	373	(142)	(76)
- CCIRSs	4.028	9.097	607	1.854	14.793	5.770	(2.347)	(1.776)
<b>Totale derivati sul tasso di cambio</b>	<b>4.775</b>	<b>11.618</b>	<b>639</b>	<b>1.995</b>	<b>17.950</b>	<b>6.256</b>	<b>(2.502)</b>	<b>(1.868)</b>

Il valore nozionale dei CCIRS al 31 dicembre 2017, pari a 18.914 milioni (14.973 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di 3.941 milioni di euro. In particolare, si rileva che sono scaduti cross currency interest rate swap per un valore complessivo di 1.513 milioni di euro e chiusi anticipatamente cross currency interest rate swap per un valore pari a 1.660 milioni di euro a fronte di nuovi derivati per un controvalore complessivo di 7.896 milioni di euro, di cui 2.501 milioni di euro e 4.169 milioni di euro a fronte delle emissioni obbligazionarie in dollari statunitensi intervenute rispettivamente nel mese di maggio e ottobre 2017. Il valore risente, inoltre, dell'andamento del cambio dell'euro rispetto alle principali divise che ha determinato un decremento del loro valore nozionale per 782 milioni di euro.

Il valore nozionale dei currency forward al 31 dicembre 2017, pari a 3.807 milioni di euro (2.894 milioni di euro al 31 dicembre 2016), evidenzia un incremento di 913 milioni di euro. L'esposizione al rischio cambio, in particolare al dollaro statunitense, deriva principalmente dalle attività di acquisto di gas naturale, dall'acquisto di combustibili e da flussi di cassa relativi a investimenti. Le variazioni del nozionale sono connesse alla normale operatività.

#### 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 cambio.

Milioni di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Derivati di cash flow hedge su tasso di cambio:</b>							
- derivati attivi (fair value positivo)	638	81	138	66	53	44	493
- derivati passivi (fair value negativo)	(2.488)	(52)	(174)	71	38	(46)	268

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	
<b>Saldo di apertura al 01.01.2016</b>	<b>(614)</b>
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(508)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(230)
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2016</b>	<b>(1.341)</b>
<b>Saldo di apertura al 01.01.2017</b>	<b>(1.341)</b>
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	(211)
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(88)
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2017</b>	<b>(1.640)</b>

## Rischio di prezzo su commodity

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati di fair value hedge</b>								
<b>Derivati su energia:</b>								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	-	-	-	-	-	4	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su energia</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Derivati di cash flow hedge</b>								
<b>Derivati su energia:</b>								
- swap	458	21	39	5	238	4	(22)	-
- forward/future	116	87	11	10	545	590	(102)	(66)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su energia</b>	<b>574</b>	<b>108</b>	<b>50</b>	<b>15</b>	<b>783</b>	<b>594</b>	<b>(124)</b>	<b>(66)</b>
<b>Derivati su carbone:</b>								
- swap	525	380	84	247	18	1	(1)	-
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su carbone</b>	<b>525</b>	<b>380</b>	<b>84</b>	<b>247</b>	<b>18</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>-</b>
<b>Derivati su gas e petrolio:</b>								
- swap	45	161	12	44	-	13	-	(2)
- forward/future	1.036	1.259	130	149	681	744	(73)	(180)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su gas e petrolio</b>	<b>1.081</b>	<b>1.420</b>	<b>142</b>	<b>193</b>	<b>681</b>	<b>757</b>	<b>(73)</b>	<b>(182)</b>
<b>Derivati su CO<sub>2</sub>:</b>								
- swap	-	-	-	-	-	-	-	-
- forward/future	162	60	68	16	-	96	-	(4)
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su CO<sub>2</sub></b>	<b>162</b>	<b>60</b>	<b>68</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>96</b>	<b>-</b>	<b>(4)</b>
<b>TOTALE DERIVATI SU COMMODITY</b>	<b>2.342</b>	<b>1.968</b>	<b>344</b>	<b>471</b>	<b>1.482</b>	<b>1.452</b>	<b>(198)</b>	<b>(252)</b>

La tabella espone il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio di prezzo su commodity al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura.

Il fair value attivo degli strumenti finanziari derivati su commodity di cash flow hedge è riferito a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 142 milioni di euro, a coperture su acquisti di carbone richieste dalle società di generazione per un ammontare di 84 milioni di euro e, in minor misura, a transazioni in derivati su CO<sub>2</sub> (68 milioni di

euro) ed energia (50 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). I derivati su commodity di cash flow hedge inclusi nel passivo sono relativi a contratti derivati su energia per 124 milioni di euro, a operazioni in derivati su gas e commodity petrolifere per 73 milioni di euro e, in misura marginale, a operazioni in derivati su carbone (1 milione di euro).

## 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	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2017	2018	2019	2020	2021	2022
<b>Derivati di cash flow hedge su commodity:</b>							
- derivati attivi (fair value positivo)	344	280	28	15	-	-	21
- derivati passivi (fair value negativo)	(198)	(159)	(39)	-	-	-	-

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

<b>Saldo di apertura al 01.01.2016</b>	<b>(622)</b>
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	137
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	830
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2016</b>	<b>345</b>
<b>Saldo di apertura al 01.01.2017</b>	<b>345</b>
Variazione del fair value con impatto a patrimonio netto	409
Variazione del fair value con impatto a Conto economico	(513)
<b>Saldo di chiusura al 31.12.2017</b>	<b>241</b>

## 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 2017 e al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro	Nozionale		Fair value attività		Nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016	al 31.12.2017	al 31.12.2016
<b>Derivati FVTPL</b>								
<b>Derivati su tasso di interesse:</b>								
- interest rate swap	394	50	3	3	138	157	(68)	(79)
- interest rate option	-	-	-	-	50	50	(6)	(7)
<b>Derivati su tasso di cambio:</b>								
- currency forward	4.576	3.366	85	77	1.759	3.670	(46)	(67)
- CCIRS	-	-	-	-	90	-	(2)	-
<b>Derivati su commodity</b>								
<b>Derivati su energia:</b>								
- swap	776	1.105	125	163	608	1.169	(107)	(172)
- forward/future	3.439	5.820	457	1.005	3.500	5.705	(522)	(1.033)
- opzioni	7	16	9	14	16	23	(5)	(9)
<b>Totale derivati su energia</b>	<b>4.222</b>	<b>6.941</b>	<b>591</b>	<b>1.182</b>	<b>4.124</b>	<b>6.897</b>	<b>(634)</b>	<b>(1.214)</b>
<b>Derivati su carbone:</b>								
- swap	369	1.077	86	387	294	1.069	(57)	(409)
- forward/future	29	103	1	15	4	93	-	(2)
- opzioni	-	-	-	-	-	1	-	(1)
<b>Totale derivati su carbone</b>	<b>398</b>	<b>1.180</b>	<b>87</b>	<b>402</b>	<b>298</b>	<b>1.163</b>	<b>(57)</b>	<b>(412)</b>
<b>Derivati su gas e petrolio:</b>								
- swap	534	616	125	205	629	572	(123)	(109)
- forward/future	7.653	6.591	823	941	7.483	6.648	(732)	(853)
- opzioni	181	125	254	177	216	143	(293)	(245)
<b>Totale derivati su gas e petrolio</b>	<b>8.368</b>	<b>7.332</b>	<b>1.202</b>	<b>1.323</b>	<b>8.328</b>	<b>7.363</b>	<b>(1.148)</b>	<b>(1.207)</b>
<b>Derivati su CO<sub>2</sub>:</b>								
- swap	-	-	-	-	-	6	-	(3)
- forward/future	97	155	30	61	79	243	(34)	(49)
- opzioni	1	-	1	-	1	-	(1)	-
<b>Totale derivati su CO<sub>2</sub></b>	<b>98</b>	<b>155</b>	<b>31</b>	<b>61</b>	<b>80</b>	<b>249</b>	<b>(35)</b>	<b>(52)</b>
<b>Derivati su Other:</b>								
- swap	-	-	-	-	90	-	(5)	-
- forward/future	-	-	-	-	-	-	-	-
- opzioni	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su Other</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>90</b>	<b>-</b>	<b>(5)</b>	<b>-</b>
Derivati embedded	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALE DERIVATI</b>	<b>18.056</b>	<b>19.024</b>	<b>1.999</b>	<b>3.048</b>	<b>14.957</b>	<b>19.549</b>	<b>(2.001)</b>	<b>(3.038)</b>

Al 31 dicembre 2017 l'ammontare del nozionale dei derivati su tasso di interesse è pari a 582 milioni di euro. Il fair value negativo di 71 milioni di euro ha subito un miglioramento di 12 milioni di euro rispetto all'anno precedente principalmente imputabile all'incremento del tratto a lungo termine della curva dei tassi di interesse.

Al 31 dicembre 2017 l'ammontare del nozionale dei derivati su cambi è pari a 6.425 milioni di euro. La riduzione complessiva del loro valore nozionale e l'aumento del relativo fair value netto pari a 27 milioni di euro sono principalmente connessi alla normale operatività e alle dinamiche dei cambi. Al 31 dicembre 2017 l'ammontare del nozionale dei deri-



vati su commodity è pari a 26.006 milioni di euro. 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 1.202 milioni di euro e delle operazioni in derivati su energia per 591 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 1.148 milioni di euro e a operazioni in derivati su energia per 634 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.

Nella categoria Other sono ricomprese attività di copertura effettuate tramite derivati su indici meteorologici ("Weather Derivatives"). Oltre al rischio prezzo commodity, le società del Gruppo sono infatti esposte anche al rischio volumetrico legato alla variabilità delle condizioni meteorologiche (per es., la temperatura ambientale influisce sui consumi di gas e di energia elettrica).

## 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 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 esposte, 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.

Miloni di euro	Attività non correnti						Attività correnti		
	Note	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Partecipazioni in altre imprese valutate al fair value	24	6	4	-	2	-	-	-	-
Accordi per servizi in concessione	24	1.476	-	1.476	-	16	-	16	-
Titoli disponibili per la vendita	24.1	382	382	-	-	69	69	-	-
Finanziamenti e crediti valutati al fair value	24 e 28	49	-	15	34	41	41	-	-
Altri investimenti di liquidità al fair value	30	-	-	-	-	203	101	102	-
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>									
- tassi	44	5	-	5	-	1	-	1	-
- cambi	44	594	-	594	-	45	-	45	-
- commodity	44	63	41	22	-	281	216	65	-
<b>Derivati di fair value hedge:</b>									
- tassi	44	23	-	23	-	-	-	-	-
<b>Derivati di trading:</b>									
- tassi	44	3	-	3	-	-	-	-	-
- cambi	44	5	-	5	-	80	-	80	-
- commodity	44	9	3	6	-	1.902	902	1.000	-
Rimanenze valutate al fair value	26	-	-	-	-	45	1	44	-
Corrispettivi potenziali (contingent consideration)	25	23	-	23	-	-	-	-	-
Altre attività valutate al fair value	25	5	-	5	-	-	-	-	-
Attività classificate come possedute per la vendita	31	4	-	-	4	-	-	-	-

Il fair value delle "Partecipazioni in altre imprese" 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 prevalentemente da parte delle società Enel Distribución Rio, Enel Distribución Ceará ed Enel Distribuição Goiás 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.

La voce "Finanziamenti e crediti valutati al fair value" accoglie nel Livello 3 il credito relativo alla cessione di Slovak Power Holding pari a 189 milioni di euro al 31 dicembre 2017 il cui fair value è determinato in base all'applicazione della formula del prezzo prevista contrattualmente.

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) attualizzando 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 es., 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 de-

bito 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
Finanziamenti e crediti	24 e 28	<b>649</b>	-	5	644	<b>102</b>	-	-	102
Investimenti immobiliari	18	<b>111</b>	-	-	111	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	24	<b>34</b>	-	-	34	-	-	-	-
Rimanenze	26	<b>62</b>	-	-	62	-	-	-	-

La tabella accoglie il fair value di investimenti immobiliari e rimanenze di immobili non strumentali rispettivamente per 111 milioni di euro e per 62 milioni di euro. Tali 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.

La voce maggiormente significativa è quella dei "Finanziamenti e crediti" e accoglie essenzialmente i crediti di e-distribuzione per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) e per il rimborso degli oneri connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici.

## 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			Passività correnti			
			Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>									
- tassi	44	556	-	556	-	1	-	1	-
- cambi	44	2.375	-	2.375	-	114	-	114	-
- commodity	44	39	12	27	-	159	21	138	-
<b>Derivati di fair value hedge:</b>									
- tassi	44	-	-	-	-	-	-	-	-
- cambi	44	7	-	7	-	6	-	6	-
- commodity	44	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Derivati di trading:</b>									
- tassi	44	9	-	9	-	65	-	65	-
- cambi	44	10	-	10	-	38	-	38	-
- commodity	44	2	1	1	-	1.877	774	1.098	5
Contingent consideration	36 e 40	9	-	9	-	23	-	23	-

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.

Il fair value dei derivati sul rischio di prezzo su commodity classificato come Livello 3 fa riferimento alla valutazione di attività di copertura tramite derivati su indici meteorologici

(c.d. "Weather Derivatives"). Per questi contratti la valutazione è effettuata utilizzando dati storici certificati delle variabili sottostanti. Per esempio, un derivato di tipologia HDD ("Heating Degree Days") su una data stazione di osservazione indicata nel contratto derivato è valutato al fair value calcolando la differenza tra lo strike contrattualizzato e la media storica della stessa variabile osservata nella medesima stazione.

### 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
<b>Obbligazioni:</b>					
- a tasso fisso	41.3.1	38.818	35.739	3.079	-
- a tasso variabile	41.3.1	4.252	667	3.585	-
<b>Finanziamenti bancari:</b>					
- a tasso fisso	41.3.1	4.155	-	4.155	-
- a tasso variabile	41.3.1	8.452	-	8.452	-
<b>Debiti verso altri finanziatori:</b>					
- a tasso fisso	41.3.1	2.149	-	2.149	-
- a tasso variabile	41.3.1	231	-	231	-
<b>Totale</b>		<b>58.057</b>	<b>36.406</b>	<b>21.651</b>	-

## 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 indiretta-

mente dallo Stato italiano, azionista di riferimento del Gruppo.

La tabella sottostante riepiloga le principali transazioni intrattenute con tali controparti.

<b>Parte correlata</b>	<b>Rapporto</b>	<b>Natura delle principali transazioni</b>
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 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Le tabelle seguenti forniscono una sintesi dei rapporti sopra descritti nonché dei rapporti economici e patrimoniali con parti correlate, società collegate e a controllo congiun-

to rispettivamente in essere nel corso del 2017 e del 2016, nonché al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016.

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
<b>Rapporti economici</b>						
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	1	1.767	2.668	443	89	-
Altri ricavi e proventi	-	-	2	-	3	-
Altri proventi finanziari	-	-	-	-	-	-
Acquisto di energia elettrica, gas e combustibile	3.345	2.458	1.636	-	4	-
Costi per servizi e altri materiali	-	75	2.340	5	115	-
Altri costi operativi	4	524	3	-	-	-
Proventi/(Oneri) netti da gestione rischio commodity	-	-	32	-	-	-
Altri oneri finanziari	-	-	-	1	-	-

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
<b>Rapporti patrimoniali</b>						
Crediti commerciali	-	77	526	57	34	-
Altre attività finanziarie correnti	-	-	-	-	-	-
Altre attività correnti	-	-	24	129	1	-
Derivati attivi	-	-	-	-	-	-
Altre passività non correnti	-	-	-	-	6	-
Finanziamenti a lungo termine	-	-	893	-	-	-
Debiti commerciali	682	110	543	977	11	-
Altre passività correnti	-	-	10	-	-	-
Derivati passivi correnti	-	-	-	-	-	-
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	-	-	89	-	-	-
<b>Altre informazioni</b>						
Garanzie rilasciate	-	280	360	-	108	-
Garanzie ricevute	-	-	208	-	23	-
Impegni	-	-	46	-	6	-

<b>Totale 2017</b>	Società collegate e a controllo congiunto	<b>Totale generale 2017</b>	<b>Totale voce di bilancio</b>	<b>Incidenza %</b>
4.968	156	5.124	72.664	7,1%
5	17	22	1.975	1,1%
-	18	18	2.371	0,8%
7.443	318	7.761	36.039	21,5%
2.535	129	2.664	17.982	14,8%
531	-	531	2.886	18,4%
32	(5)	27	578	4,7%
1	24	25	3.908	0,6%

<b>Totale al 31.12.2017</b>	Società collegate e a controllo congiunto	<b>Totale generale al 31.12.2017</b>	<b>Totale voce di bilancio</b>	<b>Incidenza %</b>
694	138	832	14.529	5,7%
-	3	3	4.614	0,1%
154	8	162	2.695	6,0%
-	11	11	2.309	0,5%
6	30	36	2.003	1,8%
893	-	893	42.439	2,1%
2.323	42	2.365	12.671	18,7%
10	27	37	12.462	0,3%
-	9	9	2.260	0,4%
89	-	89	7.000	1,3%
748	-	748		
231	-	231		
52	-	52		

Milioni di euro	Acquirente Unico	GME	Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	GSE	Altre	Dirigenti con responsabilità strategica
<b>Rapporti economici</b>						
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
<b>Rapporti patrimoniali</b>						
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	-	-	-
<b>Altre informazioni</b>						
Garanzie rilasciate	-	280	262	-	80	-
Garanzie ricevute	-	-	261	-	32	-
Impegni	-	-	72	-	9	-

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/investors1/statuto-regolamenti-e-politiche/disciplina-delle-operazioni-con-parti-correlate.html>) 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 2017 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.



<b>Totale 2016</b>	Società collegate e a controllo congiunto	<b>Totale generale 2016</b>	<b>Totale voce di bilancio</b>	<b>Incidenza %</b>
<b>4.280</b>	270	<b>4.550</b>	<b>68.604</b>	<b>6,6%</b>
<b>9</b>	11	<b>20</b>	<b>1.988</b>	<b>1,0%</b>
<b>17</b>	4	<b>21</b>	<b>2.289</b>	<b>0,9%</b>
<b>6.259</b>	344	<b>6.603</b>	<b>32.039</b>	<b>20,6%</b>
<b>2.477</b>	100	<b>2.577</b>	<b>17.393</b>	<b>14,8%</b>
<b>312</b>	-	<b>312</b>	<b>2.783</b>	<b>11,2%</b>
<b>5</b>	24	<b>29</b>	<b>(133)</b>	<b>-21,8%</b>
<b>13</b>	26	<b>39</b>	<b>4.339</b>	<b>0,9%</b>

<b>Totale al 31.12.2016</b>	Società collegate e a controllo congiunto	<b>Totale generale al 31.12.2016</b>	<b>Totale voce di bilancio</b>	<b>Incidenza %</b>
<b>870</b>	88	<b>958</b>	<b>13.506</b>	<b>7,1%</b>
<b>9</b>	126	<b>135</b>	<b>3.053</b>	<b>4,4%</b>
<b>108</b>	1	<b>109</b>	<b>3.044</b>	<b>3,6%</b>
<b>-</b>	18	<b>18</b>	<b>3.945</b>	<b>0,5%</b>
<b>6</b>	17	<b>23</b>	<b>1.856</b>	<b>1,2%</b>
<b>1.072</b>	-	<b>1.072</b>	<b>41.336</b>	<b>2,6%</b>
<b>2.757</b>	164	<b>2.921</b>	<b>12.688</b>	<b>23,0%</b>
<b>24</b>	4	<b>28</b>	<b>12.141</b>	<b>0,2%</b>
<b>-</b>	11	<b>11</b>	<b>3.322</b>	<b>0,3%</b>
<b>89</b>	-	<b>89</b>	<b>4.384</b>	<b>2,0%</b>
<b>622</b>	-	<b>622</b>		
<b>293</b>	-	<b>293</b>		
<b>81</b>	-	<b>81</b>		

## 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 31.12.2017	al 31.12.2016	2017-2016
<b>Garanzie prestate:</b>			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	8.171	8.123	48
<b>Impegni assunti verso fornitori per:</b>			
- acquisti di energia elettrica	79.163	63.407	15.756
- acquisti di combustibili	42.302	47.305	(5.003)
- forniture varie	3.119	1.309	1.810
- appalti	3.334	1.846	1.488
- altre tipologie	2.912	3.751	(839)
<b>Totale</b>	<b>130.830</b>	<b>117.618</b>	<b>13.212</b>
<b>TOTALE</b>	<b>139.001</b>	<b>125.741</b>	<b>13.260</b>

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 2017 non rilevate in bilancio per assenza dei necessari presupposti previsti dal principio di riferimento IAS 37.

### **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 “provvisoriale” – 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 provvisoriale. 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 procedimento penale, hanno richiesto a Enel SpA ed Enel Produzione, in sede civile, dinanzi alla Corte d'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 asse-  
riti danni non quantificati. 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 ha pronunciato la  
sentenza di primo grado di assoluzione di tutti gli imputati  
in relazione al reato di omissione dolosa di cautele antin-  
fortunistiche, assolvendo gli imputati anche per il reato di  
disastro doloso con l'eccezione dei due ex Amministratori  
Delegati di Enel SpA. Gli stessi ex Amministratori Delega-  
ti 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.

A seguito di impugnazione, il secondo grado di giudizio di-  
nanzi alla Corte d'Appello di Venezia si è concluso il 18 gen-  
naio 2017 con sentenza di assoluzione per tutti gli imputati  
con la formula "il fatto non sussiste". La Procura Generale  
competente ha proposto ricorso per Cassazione avverso  
l'assoluzione dei tre ex Amministratori Delegati che è stato  
dichiarato inammissibile dalla Suprema Corte all'udienza  
del 10 gennaio 2018.

## 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 Produzio-  
ne – 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 suc-  
cessivi 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 pagamen-  
to 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  
interventiva prescrizione dei reati contestati per due im-  
putati; (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 ri-  
sarcimento 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'accoglimen-  
to della maggior parte delle domande presentate dalle par-  
ti private, rinviando queste ultime dinanzi al giudice civile  
per la quantificazione, senza disporre il riconoscimento  
di provvisori. Avverso la sentenza di condanna è stato  
proposto appello dai dipendenti condannati e dal respon-  
sabile civile Enel Produzione SpA; analogo appello è stato  
proposto dal dipendente per il quale era stata dichiarata la  
prescrizione.

Inoltre, alcuni dipendenti di Enel Produzione sono stati coin-  
volti 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 Pro-  
duzione non è stata citata quale responsabile civile.

Con riferimento ai suddetti processi, il procedimento di-  
nanzi al Tribunale di Reggio Calabria si è concluso all'udien-  
za del 23 giugno 2016. Con questa sentenza il Tribunale ha  
assolto la quasi totalità degli imputati Enel dai principali rea-  
ti, 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  
rinvio al 19 aprile 2018 per sentire gli ultimi testi indicati  
dagli altri imputati.

## Centrale termoelettrica di Brindisi Sud - Sequestro della centrale

Per maggiori dettagli sulla vicenda si rimanda alla descri-  
zione precedentemente fornita nei "Fatti di rilievo del 2017"  
nella Relazione sulla gestione e alla nota 50 "Fatti di rilievo  
interventivi dopo la chiusura dell'esercizio".

## 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 (ora e-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 2017 i giudizi pendenti risultano essere circa 8.100. 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 impugnato la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. All'udienza del 23 febbraio 2018 il giudice ha assegnato alle parti i termini per lo scambio delle memorie conclusionali e ha trattenuto la causa in decisione.

A ottobre 2014, sulla base della sentenza del 21 ottobre 2013, Enel ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale

di Roma al fine di ottenere la quantificazione e il pagamento delle somme dovute da parte di Cattolica. All'udienza del 3 ottobre 2016 il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta delle controparti di sospendere il processo in attesa della definizione di quello di appello e ha rinviato la causa al 4 luglio 2017 per l'esame delle richieste istruttorie. Con ordinanza del 12 luglio 2017 il giudice ha sciolto la riserva sulle istanze istruttorie e ha rinviato la causa all'udienza del 25 novembre 2019 per la decisione.

## Procedimento antitrust Enel Energia e Servizio Elettrico Nazionale

Con il provvedimento 26581 notificato in data 11 maggio 2017 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un procedimento per presunto abuso di posizione dominante nei confronti di Enel SpA (Enel), Enel Energia SpA (EE) e Servizio Elettrico Nazionale SpA (SEN), effettuando nella stessa data anche accessi ispettivi per l'acquisizione di documenti presso alcune sedi di dette società, di Enel Italia Srl e presso il punto Enel di Catania.

Il procedimento è stato avviato sulla base di segnalazioni effettuate dall'Associazione italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET), dalla società Green Network SpA (GN), nonché sulla base di segnalazioni di singoli consumatori che sarebbero giunte all'AGCM soprattutto a partire dalla seconda metà del 2016.

Secondo le contestazioni formulate dall'AGCM nel provvedimento di avvio, il Gruppo Enel, in quanto integrato nella distribuzione e nella vendita sul mercato tutelato, avrebbe posto in essere, in un contesto di mercato caratterizzato da una cruciale fase di transizione verso la completa apertura alla concorrenza dei mercati retail dei clienti domestici e non domestici allacciati in bassa tensione, una strategia escludente attraverso una serie di condotte commerciali non replicabili, suscettibili di ostacolare i propri concorrenti non integrati e di avvantaggiare la propria società attiva sul mercato libero, ovvero Enel Energia.

Enel e le altre società del Gruppo coinvolte nel procedimento, pur ritenendo di non aver posto in essere le condotte contestate, hanno presentato impegni al fine di eliminare le preoccupazioni anticoncorrenziali espresse dall'AGCM con il provvedimento di avvio del procedimento.

Con provvedimenti adottati l'8 novembre 2017 l'AGCM ha rigettato gli impegni presentati, ritenendo sussistente un

interesse all'accertamento nel merito delle condotte contestate. Conseguentemente, il procedimento proseguirà con la fase istruttoria ordinaria nell'ambito della quale le società interessate potranno depositare memorie ed essere udite allo scopo di rappresentare il proprio posizionamento in relazione alle contestazioni formulate dall'AGCM.

Il termine per la chiusura del procedimento è fissato il 30 giugno 2018.

## 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 tenu-

te 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. Il procedimento è tuttora pendente.

## 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.

Successivamente all'instaurazione del giudizio dinanzi al Tribunal de Grande Instance, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, tra il 2012 e il 2013 sono stati notificati a Enel France alcuni provvedimenti *Saisie Conservatoire de Créances* (sequestro conservativo presso terzi) di eventuali crediti vantati da Enel SpA nei confronti di Enel France.

Il 29 gennaio 2018 il Tribunal de Grande Instance ha emesso una decisione favorevole a Enel ed Enelpower negando ad Albania BEG Ambient Shpk il riconoscimento e l'esecuzione in Francia della sentenza del Tribunale di Tirana per insussistenza dei requisiti richiesti dal diritto francese ai fini dell'*exequatur*. In particolare, fra l'altro, il Tribunal de

Grande Instance ha statuito che: (i) la sentenza albanese contrasti con un giudicato preesistente, nella specie il lodo arbitrale del 2002 e (ii) costituisca una frode alla legge la circostanza che BEG abbia cercato di ottenere in Albania ciò che non è riuscita a ottenere nel giudizio arbitrale italiano, riproponendo la medesima domanda tramite Albania BEG Ambient Shpk.

Albania BEG Ambient Shpk ha proposto appello avverso la citata sentenza e il procedimento è nelle fasi preliminari.

## 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 (circa 487 milioni di euro). In data 27 aprile 2015 Enel SpA ed Enelpower SpA hanno chiesto che il giudizio fosse 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. 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. Con decisione unanime dell'8 febbraio 2018 l'Appellate Court dello Stato di New York ha accolto l'appello di Enel SpA ed Enelpower SpA negando la giurisdizione del Tribunale dello Stato di New York sul giudizio di riconoscimento avviato da Albania BEG Ambient Shpk.

## 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 cancel-

lazione 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 e 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 che, con sentenza del 23 giugno 2017, ha rigettato il ricorso di Albania BEG Ambient Shpk, comportando il passaggio in giudicato della decisione sulla revoca dei relativi provvedimenti cautelari. A fine luglio 2014 Albania BEG Ambient Shpk ha promosso dinanzi al Tribunale di Amsterdam il 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. In data 14 luglio 2016 Albania BEG Ambient Shpk ha presentato un ricorso per sequestro conservativo sulla base della decisione del 29 giugno 2016 del Tribunale di Amsterdam 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 ot-



tobre 2016. Albania BEG Ambient Shpk non ha rilasciato la garanzia e pertanto, i sequestri conservativi su beni di Enel 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 26 agosto 2016 ma il procedimento è stato dichiarato sospeso su accordo delle parti in attesa della pronuncia della Corte di Cassazione olandese nel procedimento cautelare (che poi, come detto, è intervenuta il 23 giugno 2017). L'appello avverso la decisione del 26 agosto 2016 permane sospeso in assenza di richiesta specifica di una delle parti. Tale sospensione non ha avuto alcun impatto sulla circostanza che i sequestri conservativi nei Paesi Bassi non sono più in essere dall'ottobre 2016.

Il 29 giugno 2016 Enel ed Enelpower hanno presentato appello avverso la sentenza del Tribunale di Amsterdam emessa nella stessa data. L'appello ha effetto devolutivo pieno (c.d. "de novo"); infatti la Corte d'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. In data 11 aprile 2017 la Corte d'Appello di Amsterdam ha accolto la richiesta avanzata da Enel ed Enelpower di riunire i due procedimenti di appello attualmente pendenti.

Il 29 gennaio 2018 si è tenuta la discussione orale in appello, all'esito della quale la Corte ha consentito a Enel ed Enelpower di produrre la decisione con cui il Tribunal de Grande Instance di Parigi ha negato l'*exequatur* della sentenza albanese in Francia. La decisione della Corte d'Appello di Amsterdam verrà emessa il 17 luglio 2018.

## Irlanda

Albania BEG Ambient Shpk ha altresì iniziato un procedimento in Irlanda per far riconoscere in questo Paese la pronuncia del Tribunale di Tirana. La High Court, con sentenza dell'8 marzo 2016, ha accolto le difese di Enel ed Enelpower dichiarando la carenza di giurisdizione in Irlanda. Il 31 marzo 2017 Albania BEG Ambient Shpk ha presentato domanda di appello ("expedited appeal") avverso la sentenza che l'8 marzo 2016 aveva dichiarato la carenza di giurisdizione del giudice irlandese. Enel ed Enelpower si sono costituite nel giudizio di impugnazione il 7 aprile 2017. Con decisione del 26 febbraio 2018 la Corte d'Appello ir-

landese ha rigettato l'appello proposto da Albania BEG Ambient Shpk.

## Lussemburgo

In Lussemburgo, sempre su iniziativa di Albania BEG Ambient Shpk, sono stati notificati a J.P. Morgan Bank Luxembourg SA alcuni sequestri conservativi presso terzi di eventuali crediti vantati da Enel SpA.

Parallelamente, Albania BEG Ambient Shpk ha avviato un procedimento volto a riconoscere in tale Stato la sentenza del Tribunale di Tirana. Il procedimento si trova ancora in fase di svolgimento ed è in corso la fase di scambio di memorie delle parti. Nessun provvedimento giudiziario è stato assunto.

## Violazioni del decreto legislativo n. 231/2001

In data 14 luglio 2017 è stato notificato a Enel Green Power SpA il decreto di citazione a giudizio innanzi al Tribunale di Ancona per ipotesi di violazioni del decreto legislativo n. 231/2001 in materia di responsabilità amministrativa delle persone giuridiche. Il relativo procedimento è stato avviato per la presunta commissione da parte di un procuratore della società, nell'interesse della stessa, del reato di distruzione di habitat naturale in un sito protetto. Il procedimento risulta riunito a un altro autonomo procedimento che, in parallelo, pende a carico dello stesso procuratore e di altri due imputati per le stesse ipotizzate violazioni. Il giudice ha fissato le date per le udienze di escussione dei testi.

## 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 sei azioni giudiziali nei confronti della società Enel Distribución Rio (ex Ampla) per ottenere il risarcimento di presunti danni subiti come conseguenza delle interruzioni nel servizio energetico fornito dalla società di distribuzione brasiliana tra il 1987 e il 2002, oltre a richieste di indennizzo per danni morali. Il giudice ha disposto una perizia unica per i suddetti procedimenti, il cui esito è stato in parte sfavorevole a Enel Distribución Rio. Quest'ultima ha impugnato la consulenza richiedendo l'espletamento di una nuova perizia che ha portato al rigetto di parte delle domande di Cibran che ha successivamente impugnato tale decisione con esito favorevole a Enel Distribución Rio.

La prima domanda, presentata nel 1999 con riferimento agli anni dal 1994 al 1999, è stata decisa con una sentenza di primo grado, emessa a settembre 2014, disponendo la condanna di Enel Distribución Rio a circa 200.000 real brasiliani (circa 46.000 euro), oltre ad altri danni da quantificare successivamente. Avverso tale decisione, Enel Distribución Rio ha presentato un ricorso in appello che è stato accolto dal Tribunal de Justiça. Pertanto, il 16 dicembre 2016, 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, presentata nel 2006 con riferimento agli anni dal 1987 al 2002, il 1° giugno

2015 è stata emessa una sentenza che ha condannato Enel Distribución Rio a un risarcimento 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 Enel Distribución Rio ha presentato appello avverso tale decisione dinanzi al Tribunal de Justiça di Rio de Janeiro e si è in attesa dell'emissione della sentenza.

Con riguardo ai restanti quattro giudizi, si è ancora in attesa di una decisione di primo grado. L'importo di tutte le controversie è stimato in circa 445 milioni di real brasiliani (circa 124 milioni di euro).

## Contenzioso Coperva - Brasile

Nell'ambito del progetto di ampliamento della rete nelle zone rurali del Brasile, la società Enel Distribución Ceará SA (ex Coelce), allora posseduta dallo Stato e oggi società 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 Enel Distribución Ceará SA, 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 Enel Distribución Ceará SA 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 Acarau Ltda ("Coperva") con un valore di circa 203 milioni di real brasiliani (circa 56 milioni di euro). Enel Distribución Ceará SA 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.

## Enel Distribuição Goiás AGM - Brasile

Nel 1993 Enel Distribuição Goiás, l'Associazione dei co-

muni di Goiás (AGM), lo Stato di Goiás e la Banca di Goiás hanno stipulato un accordo (*convenio*) per il pagamento di debiti delle amministrazioni comunali nei confronti di Enel Distribuição Goiás tramite la riscossione di quote di ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) (IVA) che lo Stato avrebbe dovuto cedere alle suddette amministrazioni. Nel 2001 le parti dell'accordo sono state convenute in giudizio dalle singole amministrazioni comunali al fine di dichiarare l'invalidità dell'accordo che è stata poi accertata dal Tribunale Supremo Federale in ragione della mancata partecipazione delle amministrazioni nella formazione dello stesso. A settembre 2004 Enel Distribuição Goiás ha raggiunto un accordo transattivo con 23 comuni. Tra il 2007 e il 2008 Enel Distribuição Goiás è stata nuovamente convenuta in diversi giudizi (attualmente si tratta di 113 procedimenti pendenti) aventi a oggetto la restituzione delle somme finora ricevute in forza dell'accordo. Nonostante la nullità dell'accordo, la posizione di Enel Distribuição Goiás è quella di considerare legittimo il pagamento dei debiti da parte delle amministrazioni, in quanto le forniture sono state correttamente erogate e, pertanto, le richieste di restituzione delle somme pagate non dovrebbero essere accolte. Il valore totale dei contenziosi è pari a circa un miliardo di real brasiliani (circa 277 milioni di euro).

È importante sottolineare che, nell'ambito del processo di privatizzazione di Enel Distribuição Goiás, è stato introdotto un sistema di beneficio fiscale che le permette di compensare l'ICMS (IVA) con un credito fiscale a fronte di investimenti di Enel Distribuição Goiás per lo sviluppo e la manutenzione della propria rete. Il valore dei crediti fiscali è limitato alle passività pregresse di Enel Distribuição Goiás fino al 27 gennaio 2015, incluse quelle del suddetto contenzioso.

## 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 permettendo 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 una *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 era stata nuovamente confermata la revoca temporanea della misura cautelare per la durata di sei mesi fino al 16 ottobre

2016, termine che è stato di nuovo prorogato per ulteriori sei mesi a partire da febbraio 2017. Successivamente alla scadenza del termine per la sospensione della misura cautelare ad agosto 2017, in assenza di provvedimenti giudiziari contrari, la centrale del Quimbo sta continuando a produrre energia in quanto il sistema di ossigenazione implementato da Emgesa ha finora dimostrato di consentire il raggiungimento dei livelli di ossigeno imposti dal Tribunale. Il procedimento si trova attualmente in una fase di stasi dovuta alla valutazione da parte del Tribunale di una proposta transattiva tra le parti, presentata il 27 novembre 2017, e della quale sono state informate anche le autorità competenti. In data 24 gennaio 2018 il Tribunale del Huila ha emesso una decisione contraria all'accoglimento dell'accordo transattivo che è stata impugnata dalle parti.

## Procedimento utenti *Nivel de Tensión Uno* - Colombia

Si tratta di una *acción de grupo* avviata dal Centro Médico 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 96 milioni di euro).

## Arbitrato EMGESA e Codensa - Colombia

Il 4 dicembre 2017 Enel Américas SA ha ricevuto una comunicazione dal Grupo Energía de Bogotá ("GEB") (che detiene una partecipazione di circa il 51,5% nelle società Emgesa e Codensa) al fine di dare l'avvio al procedimento arbitrale dinanzi alla Camera Arbitrale di Bogotá per risolvere le controversie insorte tra le parti in merito alla distribuzione degli utili per l'anno 2016 per Emgesa e Codensa. GEB lamenta un asserito inadempimento dell'"Accordo Quadro di Investimento" (patto parasociale tra i soci) in re-

lazione alla mancata distribuzione del 100% degli utili.

La pretesa economica di GEB ammonta a circa 63.619.000.000 pesos colombiani (circa 18 milioni di euro) per Codensa e a 82.820.000.000 pesos colombiani (circa 23 milioni di euro) per Emgesa.

## Arbitrati SAPE (già Electrica) - Romania

In data 20 aprile 2016 SAPE ha presentato una domanda di arbitrato dinanzi alla Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti di Enel SpA ed Enel Investment Holding BV per un presunto inadempimento contrattuale in relazione alla mancata distribuzione di dividendi nelle società e-distribuzione Muntenia ed Enel Energie Muntenia. Successivamente, a settembre 2016, SAPE ha modificato la propria domanda di arbitrato convenendo in giudizio anche Enel Energie Muntenia ed e-distribuzione Muntenia e riqualificando il valore complessivo della controversia in circa 56 milioni di euro. In data 22 maggio 2017 SAPE ha ulteriormente modificato la propria pretesa quantificando la propria domanda in complessivi 110 milioni di euro circa, oltre interessi. È in corso la fase di scambio di memorie tra le parti.

## 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 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*. Successivamente all'udienza tenutasi il 2 febbraio 2017, in data 30 giugno 2017 il Tribunale arbitrale ha emesso la propria decisione con la quale è stata rigettata la domanda di SE. 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. Per quanto riguarda il procedimento avviato da VV contro SE sul punto, il 27 settembre 2017 si è tenuta un'udienza dinanzi al Tribunale di Bratislava nella quale il giudice ha rigettato la richieste dell'attrice per ragioni processuali. 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 interessi) per il periodo 2006-2015. Si è svolta la fase di scambio di memorie tra le parti e il 2 febbraio 2018 SE ha presentato domande riconvenzionali

nei procedimenti relativi agli anni 2010, 2013 e 2014. Infine, in un altro procedimento pendente innanzi il 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 a interessi. L'udienza si è tenuta il 4 dicembre 2017 e il giudice ha assegnato alle parti i termini per lo scambio di ulteriori memorie.

## 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'Istituto 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 (circa 7 milioni di euro) relative ai ritardi nella messa in esercizio dell'impianto. A seguito della richiesta cautelare di Chucas, il pagamento delle multe è stato sospeso.

L'impianto è entrato in operazione a dicembre 2016.

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 co-

struzione dell'impianto e dei ritardi nella realizzazione del progetto e l'annullamento della multa comminata dall'ICE. Con decisione emessa nel mese di dicembre 2017 il tribunale arbitrale ha riconosciuto a favore di Chucas i maggiori costi nella misura di circa 113 milioni di dollari statunitensi (circa 91 milioni di euro) e le spese legali e ha ritenuto che le multe non dovessero essere corrisposte. ICE ha impugnato il lodo davanti alle corti locali e il procedimento è nelle fasi preliminari.

Inoltre, in data 3 ottobre 2015, in considerazione di una serie di violazioni di obblighi contrattuali (tra cui il mancato rispetto 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 instaurato da FCC, in data 27 ottobre 2015, presso la Camera Arbitrale di Commercio di Parigi. Con l'ultima memoria depositata in data 10 marzo 2017 FCC ha richiesto di confermare che il contratto è stato risolto senza giusta causa chiedendo il pagamento di danni per un ammontare di circa 27 milioni di dollari statunitensi (circa 22 milioni di euro). Con l'ultima memoria depositata a maggio 2017 Chucas, oltre a chiedere il rigetto delle domande avversarie, ha depositato una domanda riconvenzionale per ottenere la conferma della risoluzione per inadempimento quantificando la propria pretesa risarcitoria in almeno 38 milioni di dollari statunitensi (circa 30 milioni di euro). L'udienza si è tenuta a febbraio 2018 ed è in corso lo scambio delle memorie conclusive.

## Contenziosi fiscali in Brasile

### Withholding Tax - Enel Distribución Rio SA

Nel 1998 Enel Distribución Rio SA finanziò l'acquisizione di Enel Distribución Ceará SA 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 corrispo-

sti da Enel Distribución Rio SA 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 Enel Distribución Rio 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 Enel Distribución Rio SA rispetto alla quale la società ha prontamente presentato al medesimo Organismo una richiesta di chiarimento. In data 15 ottobre 2013, è stato notificato a Enel Distribución Rio SA 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).

A dicembre 2017 il giudice ha nominato un esperto al fine di approfondire ulteriormente il tema e, conseguentemente, supportare l'emissione della futura sentenza.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2017 è di circa 312 milioni di euro.

### ICSM - Enel Distribución Rio SA ed Enel Distribución Ceará SA

Gli Stati di Rio de Janeiro e di Ceará hanno notificato diversi atti impositivi, rispettivamente alla società Enel Distribución Rio SA (per i periodi 1996-1999 e 2007-2014) e alla società Enel Distribución Ceará SA (per i periodi 2003, 2004 e 2006-2011), contestando la detrazione dell'ICMS (*Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços*) 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.

Le società continuano a difendere il proprio operato nei diversi gradi di giudizio.

Il valore complessivo delle cause al 31 dicembre 2017 è di circa 69 milioni di euro.



## Withholding 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 riqualficato 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 2017 è di circa 69 milioni di euro.

## Contenzioso fiscale in Spagna

### Imposte sui redditi - Enel Green Power España SL

Il 7 giugno 2017 l'Autorità Fiscale Spagnola ha emesso un avviso di accertamento verso Enel Green Power España SL, contestando il regime di neutralità fiscale applicato alla fusione di Enel Unión Fenosa Renovables SA ("EUFER") in Enel Green Power España SL avvenuta nel 2011. Tale rilievo si fonda sulla presunta assenza di valide ragioni economiche a supporto dell'operazione.

Il 6 luglio 2017 la società ha impugnato l'atto in primo grado amministrativo (Tribunal Económico-Administrativo Central - TEAC), difendendo la correttezza del trattamento fiscale applicato alla fusione. Al riguardo, la società fornirà – nel corso del contenzioso – tutto il supporto documentale attestante le sinergie conseguite per effetto della fusione al fine di dimostrare l'esistenza delle valide motivazioni economiche a supporto della stessa.

Il valore complessivo della causa al 31 dicembre 2017 è di circa 88 milioni di euro, avallato mediante garanzia bancaria con conseguente sospensione della riscossione.

## 50. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

### Emissione di un nuovo Green Bond in Europa per 1.250 milioni di euro

In data 10 gennaio 2018 Enel Finance International ha collocato con successo sul mercato europeo il suo secondo Green Bond, destinato a investitori istituzionali e assistito da una garanzia rilasciata dalla stessa Enel.

L'emissione ammonta a complessivi 1.250 milioni di euro e prevede il rimborso in unica soluzione a scadenza in data 16 settembre 2026, e il pagamento di una cedola a tasso fisso pari all'1,125%, pagabile ogni anno in via posticipata nel mese di settembre, a partire da settembre 2018. Il prezzo di emissione è stato fissato in 99,184% e il rendimento effettivo a scadenza è pari all'1,225%.

L'operazione ha raccolto adesioni per un importo superiore a 3 miliardi di euro, con una partecipazione significativa di

cosiddetti "Investitori Socialmente Responsabili" ("SRI") e ha permesso al Gruppo Enel di continuare a diversificare la propria base di investitori. I proventi netti dell'emissione – effettuata nell'ambito del programma di emissioni obbligatorie denominato "€35,000,000,000 Euro Medium Term Notes Programme" – saranno utilizzati per finanziare e/o rifinanziare, in tutto o in parte, i cosiddetti "eligible green projects" del Gruppo Enel individuati e/o da individuare in conformità ai cosiddetti "Green Bond Principles" pubblicati dall'ICMA - International Capital Market Association.

## Conferma di Enel negli indici di sostenibilità ECPI

Il 23 gennaio 2018 Enel è stata confermata per la decima volta negli indici di sostenibilità ECPI, che valutano le aziende sulla base delle loro performance in materia ambientale, sociale e di governance (ESG). Questo risultato rappresenta il riconoscimento di una chiara visione strategica di lungo termine, della solidità della gestione operativa e dell'impegno per rispondere ai bisogni ambientali e sociali da parte di Enel. Anche Endesa, la controllata spagnola di Enel, è negli indici ECPI.

Enel è inclusa in quattro indici ECPI:

- > l'indice ECPI Global Renewable Energy Equity, che seleziona le 40 aziende attive nella produzione e trading di energia da fonti rinnovabili con i più alti rating ESG;
- > l'indice ECPI Global Climate Change Equity, che offre agli investitori visibilità verso le aziende meglio posizionate per cogliere le opportunità offerte dalla sfida del cambiamento climatico;
- > l'indice ECPI Euro ESG Equity, composto dalle 320 aziende con la maggior capitalizzazione sul mercato dell'Eurozona che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG;
- > l'indice ECPI World ESG Equity, un indice di riferimento ampio che rappresenta le imprese dei mercati sviluppati che soddisfano i criteri di ECPI in ambito ESG.

La serie degli indici ECPI è stata creata per fornire uno strumento essenziale nell'analisi del rischio e della performance delle imprese in merito alle attività ESG e per valutare le prestazioni delle società di gestione che privilegiano la sostenibilità come criterio di investimento. I criteri della responsabilità sociale utilizzati per selezionare le componenti degli indici consentono agli investitori di esprimere il proprio interesse per i temi della sostenibilità e per accrescere l'importanza nei loro piani industriali.

## Protocollo d'intesa con PwC

Il 25 gennaio 2018 Enel X e PwC hanno siglato un Protocollo d'intesa per lo sviluppo della mobilità elettrica in ambito aziendale attraverso test e progetti sperimentali. L'accordo ha una durata di circa tre anni e prevede una fase preliminare di studi e analisi, seguita dalla realizzazione di progetti pilota sul campo.

L'obiettivo è di favorire lo sviluppo sostenibile del settore dei trasporti, in particolare di quello aziendale, sfruttando le potenzialità offerte dalla mobilità elettrica in termini di riduzione dell'inquinamento atmosferico e di abbattimento dei costi di gestione delle flotte. Il test verrà effettuato sul parco auto di PwC con l'obiettivo di superare l'idea che i veicoli elettrici possano essere utilizzati esclusivamente in ambito privato e urbano. Inoltre, PwC metterà a disposizione di Enel X le proprie competenze nell'ambito della mobilità elettrica e del fleet management per lo sviluppo di soluzioni innovative di gestione delle flotte aziendali. Le e-car potrebbero infatti entrare a far parte delle dotazioni delle imprese visto che quasi la metà dei veicoli aziendali percorre meno di 100 km al giorno, ben al di sotto dell'autonomia media dei modelli elettrici presenti sul mercato. L'accordo tra Enel X e PwC permetterà quindi di mettere a fattor comune le rispettive competenze e diffondere anche tra le società clienti del network PwC sul mercato italiano la cultura dell'auto elettrica a servizio delle flotte aziendali.

## Accordo per la fornitura di energia in Nevada

In data 25 gennaio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha siglato un accordo di fornitura di energia (Power Purchase Agreement, PPA) con Wynn Las Vegas, in virtù del quale il resort, ubicato nella Strip, la strada più nota di Las Vegas, acquisterà l'energia prodotta dalla "Wynn Solar Facility at Stillwater" (27 MW), il nuovo impianto solare fotovoltaico di EGPNA. Il nuovo parco solare, attualmente in costruzione in Nevada, dovrebbe entrare in servizio nella prima metà del 2018.

La costruzione del nuovo parco solare fotovoltaico, che si estende su circa 65 ettari, richiederà un investimento di circa 40 milioni di dollari statunitensi, in linea con quanto previsto dall'attuale Piano Strategico di Enel. Si prevede che l'impianto

to produrrà oltre 43.900 MWh di energia l'anno, che verranno interamente ceduti al resort di Las Vegas ai sensi del PPA.

## Aggiudicazione dello "Yankee Bond Award 2017"

Il 31 gennaio 2018 Enel è stata premiata con il "Yankee Bond Award 2017" da International Financing Review (IFR), fornitore leader di servizi di intelligence sui mercati finanziari globali, per l'emissione a maggio 2017 di un bond a tripla tranche per un totale di 5 miliardi di dollari statunitensi, la più grande emissione obbligazionaria mai lanciata da un'azienda italiana sul mercato statunitense.

IFR ha elogiato Enel per le modalità di esecuzione e definizione del prezzo dell'operazione, la prima della società in valuta americana dal 2013. La transazione è stata coerente con l'approccio di marketing adottato in più di quattro anni, durante i quali Enel ha mantenuto contatti regolari con gli investitori statunitensi, accrescendo la loro consapevolezza sui punti di forza fondamentali del proprio business.

## Accordo per l'acquisizione di Parques Eólicos Gestinver

In data 2 febbraio 2018 Enel Green Power España ("EGPE") ha firmato un accordo per l'acquisizione del 100% di Parques Eólicos Gestinver, società che possiede cinque impianti eolici in Galizia e Catalogna per una capacità totale di circa 132 MW, dalle aziende spagnole Elawan Energy e Genera Avante, a fronte di un corrispettivo totale di 178 milioni di euro.

A seguito del closing dell'acquisizione, previsto entro la prima metà del 2018 e soggetto a una serie di condizioni usuali per questo tipo di transazioni, la capacità installata di EGPE in Spagna supererà i 1.806 MW, di cui 1.749 MW da fonte eolica (circa l'8% della capacità eolica totale installata in Spagna), 43 MW da mini-idro e 14 MW da altre fonti rinnovabili.

## Accordo di partnership in Canada

Il 7 febbraio 2018 Enel Green Power North America ("EGPNA") ha firmato un accordo di partnership con la Al-

berta Investment Management Corporation, cui venderà il 49% delle azioni dei due parchi eolici Riverview Wind (115 MW) e Fase 2 di Castle Rock Ridge (30,6 MW) che verranno realizzati nella provincia di Alberta, in Canada. Il corrispettivo totale della vendita sarà pagato alla chiusura dell'operazione e definito al momento dell'entrata in esercizio degli impianti, prevista per la fine del 2019. A seguito del completamento della transazione, EGPNA continuerà a gestire, operare e assicurare la manutenzione di entrambi i parchi eolici, in cui manterrà una quota di maggioranza del 51%.

Riverview Wind e Fase 2 di Castle Rock Ridge, un'espansione dell'esistente parco eolico di EGPNA Castle Rock Ridge (76,2 MW), si trovano entrambi a Pincher Creek, in Alberta. L'investimento complessivo nella costruzione dei due parchi eolici, la cui entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2019, ammonta a circa 170 milioni di dollari statunitensi. A regime, le due strutture dovrebbero generare circa 555 GWh l'anno, più che raddoppiando la capacità del Gruppo in Canada, attualmente di oltre 103 MW.

I due parchi eolici forniranno energia e crediti di energia rinnovabile all'Alberta Electric System Operator ("AESO") in virtù di due accordi ventennali di Renewable Energy Support assegnati a Enel nel dicembre 2017 all'esito della prima gara indetta nell'ambito del Renewable Electricity Program della provincia.

## Aggiudicazione di servizi di Demand Response in Giappone

L'8 febbraio 2018 Enel X si è aggiudicata, tramite la controllata statunitense di servizi di demand response EnerNOC, la fornitura di 165 MW di risorse per la gestione della domanda in Giappone, a seguito della gara per riserve di bilanciamento indetta da un gruppo di utility giapponesi.

Con questa aggiudicazione, che conferma Enel quale maggior aggregatore indipendente di demand response in Giappone, il Gruppo arriva a quasi triplicare il proprio impianto virtuale sul mercato giapponese, passando da 60 a circa 165 MW, pari a una quota di mercato del 17%, a partire da luglio 2018 quando i nuovi programmi saranno operativi.



## Aggiudicazione del premio “Corporate Governance 2018”

Il 12 febbraio 2018 Ethical Boardroom, importante rivista specializzata del Regno Unito, ha assegnato a Enel il premio “Corporate Governance 2018” per l’Europa e nel settore industriale “Utilities”. La rivista, che si occupa di tematiche di governance societaria su scala mondiale, ha elogiato gli standard di sostenibilità, nonché le best practice di corporate governance dell’azienda. Enel è stata designata tra i candidati al premio dai lettori della rivista, principalmente alti dirigenti delle principali società quotate su scala mondiale e analisti specializzati in sostenibilità di importanti investitori istituzionali. Enel è l’unica azienda italiana ad avere ricevuto un premio in occasione dell’edizione 2018 dei “Corporate Governance Awards” di Ethical Boardroom.

## Protocollo d’intesa per la mobilità sostenibile nel settore del turismo in Italia

In data 15 febbraio 2018 Enel e il Ministero dei Beni Culturali hanno firmato un Protocollo d’intesa per la promozione e lo sviluppo dell’uso dell’energia elettrica per la mobilità sostenibile nel settore turistico.

Il Protocollo rappresenta una leva strategica per aumentare la consapevolezza dei cittadini sui benefici derivanti dalla diffusione della mobilità elettrica. Inoltre, consentirà la creazione di un quadro istituzionale di riferimento propeedeutico ad accordi commerciali con le associazioni di categoria per l’installazione delle infrastrutture di ricarica elettrica nelle strutture turistico-ricettive, nonché per l’avvio di progetti nelle principali città a vocazione turistica.

Enel, attraverso Enel X, la società del Gruppo dedicata allo sviluppo di prodotti e servizi innovativi, collaborerà con le Associazioni di categoria e gli enti del settore turistico per installare punti di ricarica elettrica nelle strutture ricettive attraverso soluzioni commerciali *ad hoc* e nella ricerca e progettazione di soluzioni replicabili da estendere ad altre realtà della penisola.

Enel, inoltre, sperimenterà sistemi di mobilità elettrica nelle aree metropolitane e nelle città a maggiore vocazione turistica, anche in partnership con altri operatori della filiera.

## Fortaleza - Brasile

La società Petroleo Brasileiro SA (“Petrobras”), in qualità di fornitore di gas per la centrale di Fortaleza (Central Geradora Termelétrica Fortaleza “CGTF”) in Brasile, ha comunicato l’intenzione di risolvere il contratto sottoscritto, tra le stesse parti, sulla base di un asserito squilibrio economico-finanziario in considerazione delle attuali condizioni di mercato. Il contratto è stato sottoscritto nel 2003 nell’ambito del “Programma prioritario di termoelettricità” costituito dal Governo brasiliano allo scopo di aumentare la generazione termoelettrica e la sicurezza di fornitura nel Paese. Il Programma prevedeva che lo Stato brasiliano sarebbe stato garante della fornitura di gas a prezzi regolamentati e definiti dal Ministero delle Finanze, Miniere e dell’Energia. CGTF, al fine di garantire la sicurezza elettrica in Brasile, ha avviato un’azione legale contro Petrobras e ha ottenuto, a fine 2017, un provvedimento cautelare dall’autorità giudiziaria che ha sospeso la risoluzione del contratto il quale è stato dichiarato ancora in essere.

A fine gennaio 2018 CGTF ha ricevuto la domanda arbitrale di Petrobras in relazione alle contestazioni sopra descritte e tale procedimento è nelle fasi preliminari.

Successivamente, il 27 febbraio 2018, la Corte ha deciso di estinguere l’azione avviata da CFTG davanti alla giurisdizione ordinaria e, di conseguenza, di revocare la misura cautelare che aveva permesso la fornitura di gas.

CGTF ha impugnato quest’ultima decisione al fine di ripristinare la fornitura di gas, confidando che il potere giudiziario riconosca l’obbligo di Petrobras di adempiere al contratto.

## Costruzione di un nuovo parco eolico negli Stati Uniti

Enel, attraverso la controllata statunitense per le rinnovabili Enel Green Power North America, ha avviato la costruzione del parco eolico Diamond Vista, che avrà una capacità installata di circa 300 MW e sorgerà nelle contee di Marion e Dickinson, in Kansas. Una volta completato, Diamond Vista rafforzerà ulteriormente la posizione di Enel quale maggior operatore eolico dello Stato con circa 1.400 MW di capacità eolica in esercizio.

Il parco eolico Diamond Vista venderà energia a tre grandi

clienti, fra i quali l'azienda manifatturiera globale Kohler Co. L'investimento previsto per la costruzione di Diamond Vista è di circa 400 milioni di dollari statunitensi ed è parte degli investimenti delineati nell'attuale Piano Strategico di Gruppo. L'impianto è finanziato da risorse del Gruppo e la sua entrata in esercizio è prevista entro la fine del 2018; una volta operativo, sarà in grado di generare circa 1.300 GWh l'anno.

## e-distribuzione vince il bando del Ministero dello Sviluppo Economico per la realizzazione di smart grid

e-distribuzione si è aggiudicata il bando nazionale sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia nei territori delle Regioni meno sviluppate, per il quale il Ministero dello Sviluppo Economico ha stanziato 80 milioni di euro del Programma Operativo Nazionale (PON) "Imprese e Competitività" 2014-2020.

Il bando prevede la realizzazione di interventi di costruzione, adeguamento, efficientamento e potenziamento di infrastrutture elettriche per la distribuzione, o smart grid, finalizzati a incrementare direttamente la quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili.

Per raggiungere questo obiettivo, e-distribuzione si è aggiudicata tutte le risorse attualmente destinate dal Ministero dello Sviluppo Economico a finanziare il bando, con 21 progetti ammessi a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) per un ammontare di 80 milioni di euro, con due progetti del valore di 7 milioni di euro per la Basilicata, sette progetti per un ammontare di 29 milioni di euro in Campania e 12 progetti in Sicilia per il valore di 44 milioni di euro.

## Sequestro della centrale di Brindisi

Con provvedimento in data 16 marzo u.s., la Procura della Repubblica di Lecce ha confermato il provvedimento emesso in data 18 dicembre 2017 e, per l'effetto, ha disposto l'esecuzione del decreto di sequestro preventivo dell'importo di 523,3 milioni di euro da parte della Guardia di Finanza di Taranto.

In data 19 marzo u.s. la Guardia di Finanza ha notificato il predetto provvedimento indicando il termine del 21 marzo 2018 per l'individuazione/apertura di un conto corrente bancario presso un istituto di credito riconosciuto dal Fondo Unico di Giustizia.

La Società sta procedendo al compimento di quanto necessario.