

to 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.

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. Il principio introduce invece 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.

Infine, il principio propone un nuovo modello che consenta agli utilizzatori del bilancio di avere maggiori informazioni sulle "expected credit losses" adottando un unico approccio per tutte le attività finanziarie, che prevede:

- a) 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;
- b) la valutazione delle perdite attese sulla base delle ragionevoli informazioni, disponibili senza costi eccessivi, ivi incluse informazioni storiche, correnti e previsionali;
- c) il miglioramento delle disclosure sulle perdite attese e sul rischio di credito.

L'IFRS 9, inoltre, introduce un nuovo modello di hedge accounting, consentendo 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 (per esempio, 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 retrospettico devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli

obiettivi di risk management rimangano invariati.

I potenziali impatti della futura applicazione di tale principio sono ancora in fase di valutazione; a tal proposito, si segnala come il Gruppo abbia immediatamente avviato specifici gruppi di lavoro dedicati a tale valutazione.

> "IFRS 14 - *Regulatory Deferral Accounts*", emesso a gennaio 2014. Lo standard consente ai first-time adopter di continuare a rilevare gli ammontari relativi alle tariffe regolamentate (rate regulated) iscritti in base ai previgenti principi adottati (per esempio, principi locali), in sede di prima adozione degli International Financial Reporting Standards. Lo standard non può essere adottato dalle società che già redigono il proprio bilancio secondo gli IFRS/IAS. In altre parole una società non può rilevare attività e passività rate regulated in base all'IFRS 14 se i principi contabili correnti non consentono di rilevare tali attività e passività o se la società non aveva adottato tale policy contabile prevista dai correnti principi contabili. Lo standard sarà applicabile retrospettivamente, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016, o successivamente. L'applicazione del principio non comporta impatti per il Gruppo.

> "IFRS 15 - *Revenue from contracts with customers*", emesso a maggio 2014, 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 esempio, 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 principio che i ricavi vadano rilevati 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: identificare il contratto con il cliente; identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate; determinare il prezzo della transazione, ossia l'ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere; allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo autonomo di vendita di ciascun bene o servizio separabile; 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.

L'IFRS 15 richiede inoltre di fornire un'informativa completa circa la natura, l'ammontare, la tempistica e il grado di incertezza dei ricavi e dei flussi finanziari derivanti dai contratti con i clienti.

Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2018, o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni; a tal proposito, si segnala come il Gruppo abbia immediatamente avviato specifici gruppi di lavoro dedicati a tale valutazione.

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

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

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

> "Modifiche allo IAS 1: *Iniziativa di informativa*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche, parte di una più ampia iniziativa di miglioramento della presentazione e delle disclosure del bilancio, includono aggiornamenti nelle seguenti aree:

- materialità: è stato chiarito che il concetto di materialità si applica al bilancio nel suo complesso e che l'inclusione di informazioni immateriali potrebbe inficiare l'utilità dell'informativa finanziaria;
- disaggregazione e subtotali: è stato chiarito che le specifiche voci di Conto economico, del prospetto dell'utile complessivo del periodo e di Stato patrimoniale possono essere disaggregate. Sono stati introdotti, inoltre, nuovi requisiti per l'utilizzo dei subtotali;
- struttura delle note: è stato chiarito che le società hanno un certo grado di flessibilità circa l'ordine con cui vengono presentate le note al bilancio. È stato inoltre enfatizzato che, nello stabilire tale ordine, la società deve tenere conto dei requisiti della comprensibilità e della comparabilità del bilancio;
- partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto: la quota di OCI relativa a partecipazioni in collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto deve essere bipartita tra la parte riclassificabile e quella non riclassificabile a Conto economico; tali quote devono essere presentate, come autonome voci, nell'ambito delle rispettive sezioni del prospetto di Conto economico complessivo.

Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IAS 7: *Disclosure Initiative*", emesso a gennaio 2016. Le modifiche si applicano alle passività e alle attività derivanti dall'attività di finanziamento, definite come quelle passività e attività i cui flussi di cassa sono stati o saranno classificati nel rendiconto finanziario nel "cash flow da attività di finanziamento". Le modifiche richiedono una disclosure delle variazioni di tali passività/attività distinguendo le variazioni monetarie da quelle non monetarie (i.e. variazioni derivanti dall'ottenimento o dalla perdita del controllo in società controllate o in altri business, l'effetto della variazione dei tassi di cambio e le variazioni di fair value). Lo IASB suggerisce di fornire tale informativa in una tabella di riconciliazione tra i saldi di inizio periodo e quelli di fine periodo di tali passività/attività. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente.

Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > “Amendments to IAS 12 - *Recognition of deferred tax assets for unrealised losses*”, emesso a gennaio 2016, fornisce chiarimenti sulle modalità di rilevazione delle imposte anticipate relative a strumenti di debito valutati al fair value. Più direttamente, le modifiche chiariscono i requisiti per la rilevazione delle imposte anticipate con riferimento a perdite non realizzate, al fine di eliminare le diversità nella prassi contabile. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2017 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata. Il Gruppo sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione del nuovo standard.

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

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

Le modifiche saranno applicabili per il Gruppo dal 1° gennaio 2016. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione delle nuove disposizioni.

- > “Modifiche allo IAS 27 - *Metodo del patrimonio netto nel bilancio separato*”, emesso ad agosto 2014. Le modifiche consentono l'utilizzo dell'equity method nel bilancio separato per la contabilizzazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture. Le modifiche chiariscono inoltre alcuni aspetti relativi alle cosiddette “investment entity”; in particolare, è stato chiarito che quando una società cessa di essere una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in società controllate in accordo allo IAS 27. D'altro canto, quando una società diviene una investment entity, essa deve rilevare le partecipazioni in imprese controllate al fair value through profit or loss secondo quanto previsto dall'IFRS 9. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Trattandosi di una modifica inerente esclusivamente al Bilancio separato, non sono previsti impatti per il Bilancio consolidato.

- > “Modifiche all'IFRS 11 - *Contabilizzazione delle acquisizioni di interessenze in joint operation*”, emesso a maggio 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile per le acquisizioni di interessenze in una joint operation che costituisce un business, ai sensi dell'IFRS 3, richiedendo di applicare tutte le regole di contabilizzazione delle business combination dell'IFRS 3 e degli altri IFRS a eccezione di quei principi che sono in conflitto con la guida operativa dell'IFRS 11. In base alle modifiche in esame, un joint operator nella veste di acquirente di tali interessenze deve valutare al fair value le attività e passività identificabili; rilevare a Conto economico i relativi costi di acquisizione (a eccezione dei costi di emissione di debito o capitale); rilevare le imposte differite; rilevare l'eventuale avviamento o utile derivante da un acquisto a prezzi favorevoli; effettuare l'impairment test per le cash generating unit alle quali è stato allocato l'avviamento; fornire le disclosure delle rilevanti business combination. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.

- > “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 38 - *Chiarimento sui metodi di ammortamento accettabili*”, emesso a maggio 2014. Le modifiche forniscono una guida supplementare sulla modalità di calcolo dell'ammortamento relativo a immobili, impianti, macchinari e alle immobilizzazioni immateriali. Le previsioni dello IAS 16 sono state modificate per non consentire, esplicitamente, un metodo di ammortamento basato sui ricavi generati (c.d. “revenue-based method”). Le previsioni dello IAS 38 sono state modificate per introdurre la presunzione che l'ammortamento calcolato secondo il revenue-based method non sia ritenuto appropriato. Tuttavia, tale presunzione può essere superata se:

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

Le modifiche saranno applicabili prospetticamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo sta valutando gli impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > “Modifiche allo IAS 16 e allo IAS 41 - *Piante fruttifere*”, emesso a giugno 2014. Le modifiche hanno variato i requisiti di contabilizzazione delle attività biologiche che soddisfano la definizione di “piante fruttifere” (c.d. “bearer plants”), quali per esempio gli alberi da frutta, che

ora rientreranno nell'ambito di applicazione dello "IAS 16 - Immobili, impianti e macchinari" e che conseguentemente saranno soggette a tutte le previsioni di tale principio. Ne consegue che, per la valutazione successiva alla rilevazione iniziale, la società potrà scegliere tra il modello del costo e quello della rideterminazione del valore. I prodotti agricoli maturati sulle piante fruttifere (quali per esempio la frutta) continuano a rimanere nell'ambito applicativo dello "IAS 41 - Agricoltura". Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivanti dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Amendments to IFRS 10 and IAS 28 - *Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture*", emesso a settembre 2014. Le modifiche stabiliscono che, in caso di vendita/conferimento di asset a una joint venture o a una collegata, o di vendita di interessenze partecipative che determinano la perdita di controllo, mantenendo il controllo congiunto o l'influenza notevole sulla collegata o joint venture, l'ammontare dell'utile (perdita) rilevato dipende dal fatto se gli asset o la partecipazione rappresentano, o meno, un business secondo quanto previsto dall'"IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*". In particolare, se gli asset/partecipazione costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato integralmente; se gli asset/partecipazione non costituiscono un business, l'eventuale utile (perdita) deve essere rilevato soltanto per la quota di competenza degli azionisti terzi della collegata o della joint venture, che rappresentano le controparti della transazione. L'EFRAG ha raccomandato alla Commissione Europea di posticipare il processo di omologazione delle modifiche in oggetto finché non sarà completato il progetto dello IASB sull'eliminazione degli utili e delle perdite derivanti dalle transazioni tra una società e le sue collegate o joint venture.
- > "Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 28 - *Investment Entities: Applying the consolidation exception*", emesso a dicembre 2014. Le modifiche chiariscono che se la Capogruppo (o controllante intermedia) predispone un bilancio in conformità all'IFRS 10 (incluso il caso di una investment entity che non consolidi le proprie partecipazioni in imprese controllate, ma le valuti al fair value), l'esenzione dalla presentazione del Bilancio consolidato si estende alle controllate di una investment entity che sono a loro volta qualificate come investment entity. Inoltre, le modifiche chiariscono che una control-

lante che si qualifichi come investment entity deve consolidare una controllata che fornisce attività o servizi di investimento collegati alle proprie attività di investimento, se la controllata non è essa stessa una investment entity. Le modifiche semplificano altresì l'applicazione del metodo del patrimonio netto per una società che non è una investment entity, ma detiene una partecipazione in un'impresa collegata o in una joint venture che si qualifichi come "investment entity". In particolare, la società, quando applica il metodo del patrimonio netto, può mantenere la valutazione al fair value applicata dalle collegate o joint venture, alle rispettive partecipazioni in imprese controllate. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente. Il Gruppo non prevede impatti derivati dall'applicazione futura delle nuove disposizioni.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", emesso a dicembre 2013; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti, applicabili al Gruppo dal 1° gennaio 2016, e che si ritiene non avranno impatti significativi. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 2 - *Pagamenti basati sulle azioni*"; la modifica separa le definizioni di "performance condition" e "service condition" dalla definizione di "vesting condition" al fine di rendere la descrizione di ogni condizione più chiara;
 - "IFRS 3 - *Aggregazioni aziendali*"; la modifica chiarisce come deve essere classificata e valutata un'eventuale contingent consideration pattuita nell'ambito di una business combination. In particolare, la modifica chiarisce che se la contingent consideration rappresenta uno strumento finanziario, deve essere classificata come passività finanziaria o come strumento rappresentativo di capitale. Nel primo caso, la passività è valutata al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico in conformità all'IFRS 9. Le contingent consideration che non rappresentano strumenti finanziari sono valutate al fair value e le relative variazioni sono rilevate a Conto economico;
 - "IFRS 8 - *Settori operativi*"; le modifiche introducono ulteriore informativa al fine di consentire agli utilizzatori del bilancio di capire i giudizi del management circa l'aggregazione dei settori operativi e sulle relative motivazioni di tale aggregazione. Le modifiche chiariscono, inoltre, che la riconciliazione tra il totale dell'attivo dei settori operativi e il totale dell'attivo del Gruppo è ri-

chiesta solo se fornita periodicamente al management;

- "IAS 16 - *Immobili, impianti e macchinari*"; la modifica chiarisce che quando un elemento degli immobili, impianti e macchinari è rivalutato, il suo valore di carico "lordo" è adeguato coerentemente con la rivalutazione del valore di carico dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata;
- "IAS 24 - *Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate*"; la modifica chiarisce che una management entity, ossia un'entità che presta alla società servizi resi da dirigenti con responsabilità strategica, è una parte correlata della società. Ne consegue che la società dovrà evidenziare nell'ambito dell'informativa richiesta dallo IAS 24 in tema di parti correlate, oltre ai costi per servizi pagati o pagabili alla management entity, anche le altre transazioni con la stessa entity, quali per esempio i finanziamenti. La modifica inoltre chiarisce che se una società ottiene da altre entità servizi di dirigenza con responsabilità strategica, la stessa non sarà tenuta a fornire l'informativa circa i compensi pagati o pagabili dalla management entity a tali dirigenti;
- "IAS 38 - *Attività immateriali*"; la modifica chiarisce che quando un'attività immateriale è rivalutata, il suo valore di carico "lordo" è adeguato coerentemente con la rivalutazione del valore di carico dell'asset. Inoltre, viene chiarito che l'ammortamento cumulato è calcolato come differenza tra il valore di carico "lordo" e il valore di carico dopo aver tenuto in considerazione ogni perdita di valore cumulata.

Il "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", ha modificato, inoltre, le Basis for Conclusion del principio "IFRS 13 - *Valutazione del fair value*" per chiarire che i crediti e i debiti a breve termine che non presentano un tasso di interesse da applicare all'importo in fattura possono essere ancora valutati senza attualizzazione, se l'effetto di tale attualizzazione non è materiale.

- > "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2012-2014", emesso a settembre 2014; contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti che, si ritiene, non avranno impatti significativi per il Gruppo. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - "IFRS 5 - *Attività non correnti possedute per la vendita e attività operative cessate*"; le modifiche chiariscono che il cambiamento di classificazione di un'attività (o gruppo in dismissione) da posseduta per la vendita a posseduta per la distribuzione ai soci non deve essere considerato un nuovo piano di dismissione, ma la con-

tinuazione del piano originario. Pertanto, tale modifica di classificazione non determina l'interruzione dell'applicazione delle previsioni dell'IFRS 5, né tantomeno la variazione della data di classificazione. Le modifiche saranno applicabili alle variazioni di classificazione effettuate a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;

- "IFRS 7 - *Strumenti finanziari: informazioni integrative*"; relativamente alle disclosure da fornire per ogni coinvolgimento residuo in attività trasferite e cancellate per l'intero ammontare, le modifiche al principio chiariscono che, ai fini della disclosure, un contratto di servicing, che preveda la corresponsione di una commissione, può rappresentare un coinvolgimento residuo in tale attività trasferita. La società deve analizzare la natura della commissione e del contratto per determinare quando è richiesta la specifica disclosure. Le modifiche chiariscono, inoltre, che le disclosure relative alla compensazione di attività e passività finanziarie non sono richieste nei bilanci intermedi sintetici. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;
- "IAS 19 - *Benefici per i dipendenti*"; lo IAS 19 richiede che il tasso di sconto utilizzato per attualizzare la passività per benefici successivi alla cessazione del rapporto di lavoro deve essere determinato con riferimento ai rendimenti di mercato di titoli di aziende primarie o di titoli pubblici, qualora non esista un mercato profondo di titoli di aziende primarie. La modifica allo IAS 19 chiarisce che la profondità del mercato dei titoli di aziende primarie deve essere valutata sulla base della valuta in cui l'obbligazione è espressa e non della valuta del Paese in cui l'obbligazione è localizzata. Se non esiste un mercato profondo di titoli di aziende primarie in tale valuta, deve essere utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente;
- "IAS 34 - *Bilanci intermedi*"; la modifica prevede che le disclosure richieste per le situazioni infrannuali devono essere fornite o nel bilancio intermedio o richiamate nel bilancio intermedio attraverso un riferimento ad altro prospetto (per esempio, la relazione degli Amministratori sulla gestione del rischio) che sia disponibile agli utilizzatori del bilancio negli stessi termini e allo stesso tempo del bilancio intermedio. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2016 o successivamente.

4

Rideterminazione dei dati comparativi

I principi contabili di nuova applicazione o politiche contabili di nuova adozione non hanno prodotto la rideterminazione dei dati comparativi al 31 dicembre 2014.

In particolare, per effetto dell'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2015 e con effetto retrospettivo, del nuovo principio "IFRIC 21 - *Tributi*", secondo il quale l'imposta va rilevata quando si verifica il fatto vincolante che genera l'obbligazione al pagamento del tributo (così come definito dalla legislazione), alcune imposte indirette sui beni immobili in Spagna sono state rilevate per intero a inizio esercizio e non più riscalate lungo lo stesso. Tale impostazione ha comportato semplicemente una redistribuzione di detti oneri tra i vari periodi intermedi, mentre non determina alcun effetto di rideterminazione sui saldi economici e patrimoniali comparativi, giacché gli stessi si riferiscono all'intero esercizio e alla data del 31 dicembre 2014.

Inoltre, per quanto riguarda lo schema del Rendiconto finanziario consolidato, con riferimento alla struttura del "cash flow da attività operativa" il quale ha mantenuto inalterato il valore complessivo, le voci che compongono i flussi di capitale circolante rivenienti dall'attività operativa sono state maggiormente dettagliate e ciò ha, pertanto, comportato la corrispondente riclassificazione di talune voci riferite all'esercizio 2014 ai fini di una miglior comparabilità dei dati.

Infine, si segnala che, a partire dall'esercizio 2015, può ritenersi pienamente operativo il nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, la cui adozione era stata annunciata in data 31 luglio 2014, al momento della presentazione della nuova struttura organizzativa.

Tale modello organizzativo, basato su una struttura matriciale articolata in Divisioni (Generazione Globale, Infrastrutture e Reti Globale, Energie Rinnovabili, Global Trading, Upstream Gas) e Regioni/Paesi (Italia, Penisola iberica, America Latina ed Europa dell'Est), ha rappresentato nel 2015 la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

In considerazione di ciò, si è reso altresì necessario procedere a una rivisitazione dell'informativa resa ai sensi del principio di riferimento "IFRS 8 - *Settori operativi*", di cui alla

successiva Nota 5, la quale è stata anche corredata di dati comparativi opportunamente riesposti per assicurarne la piena confrontabilità.

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.

2014

- > Perdita del controllo, a partire dal 1° gennaio 2014, di SE Hydropower, in virtù degli accordi siglati nel 2010 in sede di acquisizione della società che prevedevano la modifica degli assetti di governance societaria a partire da tale data, determinando di conseguenza il venir meno del presupposto del controllo da parte del Gruppo Enel a favore di un controllo congiunto; per effetto della nuova organizzazione societaria, la partecipata è stata qualificata come una joint operation ai sensi dell'IFRS 11;
- > acquisizione, in data 22 aprile 2014, del 50% di Inversiones Gas Atacama, società cilena operante nel trasporto di gas naturale e nella generazione di energia elettrica e nella quale il Gruppo deteneva una percentuale del 50%; pertanto, a partire da tale data, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 12 maggio 2014, del 26% di Buffalo Dunes Wind Project, operante nella generazione eolica negli Stati Uniti e nella quale il Gruppo già deteneva una percentuale del 49%; pertanto, a seguito dell'ottenimento del controllo, la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 22 luglio 2014, del restante 50% del capitale di Enel Green Power Solar Energy, società italiana attiva nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione di impianti fotovoltaici e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 50%; pertanto, a valle di tale operazione la società non è più consolidata con il metodo del patrimonio netto, ma integralmente;
- > acquisizione, in data 17 settembre 2014, del 100% del ca-

pitale sociale di Osage Wind LLC, società titolare di un progetto di sviluppo eolico per 150 MW negli Stati Uniti; nel mese di ottobre 2014 è stata perfezionata la cessione di una quota del 50% della stessa società. Conseguentemente, la società detenuta in joint venture è passata a essere valutata con il metodo del patrimonio netto;

- > cessione, nel mese di dicembre 2014, dell'intero pacchetto azionario (36,2%) detenuto in LaGeo, società operante nella generazione da fonte geotermoelettrica in El Salvador;
- > cessione, nel mese di dicembre 2014, del 100% del capitale di Enel Green Power France, società operante nella generazione da fonte rinnovabile in Francia.

Si segnala, inoltre, che a seguito di operazioni di riorganizzazione interna al Gruppo, finalizzate al riassetto delle partecipazioni nella Divisione Iberia e America Latina, si sono realizzate alcune variazioni nella quota attribuibile alle interessenze di terzi relativamente ad alcune partecipazioni per effetto delle seguenti operazioni:

- > acquisizione, attraverso un'offerta pubblica di acquisto aperta tra il 14 gennaio 2014 e il 16 maggio 2014, dell'ulteriore quota del 15,18% di Coelce, società operante nella distribuzione di energia elettrica in Brasile e già precedentemente controllata dal Gruppo;
- > acquisizione in data 4 settembre 2014, della quota residuale del 39% di Generandes Perú (già controllata attraverso una partecipazione del 61%), società che controlla, con una quota del 54,20%, Edegel, società operante nella generazione di energia elettrica in Perù;
- > cessione, in data 23 ottobre 2014, da Endesa (detenuta dal Gruppo in ragione del 92,06%) a Enel Energy Europe, ora Enel Iberoamérica (società interamente controllata), delle quote partecipative del 100% di Endesa Latinoamérica (holding di partecipazioni che deteneva il 40,32% del capitale di Enersis) e del 20,30% di Enersis, società capofila delle attività in America Latina. Tale operazione ha fatto sì che il Gruppo aumentasse la quota di sua interessenza in Enersis del 4,81%;
- > cessione, in data 21 novembre 2014, del 21,92% di Endesa, attraverso offerta pubblica di vendita.

2015

- > Acquisizione, in data 6 marzo 2015, della quota non detenuta precedentemente dal Gruppo, pari al 66,7%, di 3Sun, società operante nel fotovoltaico; mediante tale acquisizione il Gruppo ha ottenuto il controllo della so-

cietà che pertanto viene ora consolidata con il metodo integrale;

- > acquisizione, in data 24 settembre 2015, attraverso la controllata Enel Green Power, di una quota di controllo, pari al 68%, nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India;
- > acquisizione, nel mese di settembre 2015, del residuo 60% del portafoglio di propria pertinenza del gruppo ENEOP, identificato attraverso un accordo di "split" con gli altri soci partecipanti all'investimento e la cui acquisizione è stata regolata attraverso la contestuale cessione del 40% che Enel Green Power deteneva negli altri due portafogli, trasferiti in favore degli altri soci dello stesso Consorzio;
- > cessione, in data 26 novembre 2015, del gruppo ENEOP e delle altre società portoghesi partecipate da Enel Green Power;
- > consolidamento integrale, a seguito di modifiche intervenute nei patti parasociali nel mese di dicembre 2015, di Osage Wind, società detenuta al 50% da Enel Green Power North America e precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto;
- > acquisizione di una quota di controllo pari al 78,6% del capitale sociale di Erdwärme Oberland, società operante nella geotermia in Germania;
- > conferimento, effettuato in data 31 dicembre 2015, a una joint venture valutata con il metodo del patrimonio netto (Ultor) detenuta al 50% con il fondo F2i, di Altomonte, Enel Green Power San Gillio ed Enel Green Power Strambino Solar, società precedentemente interamente controllate.

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

- > cessione, in data 29 gennaio 2015, di SF Energy, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;
- > cessione, in data 31 marzo 2015, del 49% di EGP NA Renewable Energy Partners, società operante nella generazione di energia elettrica negli Stati Uniti; avendo mantenuto il controllo sulla società, l'operazione si configura come una operazione su non controlling interest;
- > cessione, in data 15 aprile 2015, di SE Hydropower, società operante nella generazione di energia elettrica da fonte idroelettrica in Italia;

> acquisizione, in data 8 aprile 2015, del restante 49% del capitale di Energia Eolica, società italiana attiva nella pro-

duzione di energia eolica, e nella quale il Gruppo deteneva già l'altra quota del 51%.

Allocazione definitiva del costo di acquisizione di 3Sun

In data 6 marzo 2015 Enel Green Power ha completato l'acquisto da STM e Sharp dell'ulteriore quota del 66,7% nel capitale di 3Sun, così come stabilito nell'accordo siglato con gli stessi nel mese di luglio 2014.

Pertanto, a valle dell'operazione, la società risulta detenuta totalmente dal Gruppo ed è consolidata integralmente anziché secondo il metodo del patrimonio netto.

In base a quanto previsto dall'IFRS 3R, tale operazione ricade nella fattispecie di un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi (step acquisition) e, pertanto, le rettifiche di fair value riferite alla parte di attività nette già possedute sono state rilevate nel Conto economico del periodo.

Completato il processo di purchase price allocation, nella seguente tabella sono esposti i fair value definitivi delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione.

Milioni di euro	Valori definitivi alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	122
Attività immateriali	7
Crediti per imposte anticipate	84
Altre attività correnti e non correnti	93
Totale attività	306
Patrimonio netto di Gruppo	115
Indebitamento finanziario	140
Debiti commerciali	25
Passività per imposte differite e altre passività	26
Totale patrimonio netto e passività	306

Come illustrato nelle seguente tabella, l'operazione ha determinato la rilevazione di un negative goodwill pari a 76 milioni di euro, mentre non ha avuto alcun impatto sulla cassa.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione	-
Attività nette dell'acquisita dopo l'allocazione definitiva	115
Valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	(1)
Rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	40
Negative goodwill	76

Allocazione definitiva del costo di acquisizione di alcune società in Sudafrica

Nel corso del 2015 il Gruppo, attraverso la sua controllata Enel Green Power, nella quarta fase della gara del REIPPPP (*Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*) si è aggiudicato contratti per l'avvio di nuovi progetti eolici in Sudafrica per una capacità installata complessiva pari a 705 MW.

Tale evento ha comportato l'acquisizione di alcuni progetti, rappresentativi di business, ed è stato trattato in conformità con le disposizioni dell'IFRS 3R.

Il corrispettivo di ciascuna di tali operazioni prevede una componente fissa e una variabile in dipendenza dell'aggiudicazione della gara. Nel corso dell'esercizio 2015 si è pertanto proceduto all'identificazione dei fair value definitivi delle attività e passività acquisite, nonché delle passività potenziali assunte.

Le principali rettifiche sono essenzialmente riconducibili all'adeguamento di valore, al netto degli effetti fiscali, di alcune attività immateriali.

Il processo di allocazione del costo complessivo dell'operazione ha comportato l'iscrizione finale di un negative goodwill pari a 12 milioni di euro.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Attività immateriali	-	76	76
Altre attività	-	-	-
Totale attività	-	76	76
Passività per imposte differite	-	21	21
Totale passività	-	21	21
Totale attività nette dell'acquisita	-	55	55

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione	43
Attività nette dell'acquisita dopo l'allocazione definitiva	55
Negative goodwill	(12)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti pagati	6
Effetto cassa	(6)

Cessione della quota di interessenza in EGP NA Renewable Energy Partners

In data 31 marzo 2015, attraverso la sua controllata Enel Green Power North America, il Gruppo ha sottoscritto un accordo per la vendita di una quota del 49% di una newco, EGP NA Renewable Energy Partners, nella quale sono andate a confluire alcune società operanti principalmente nel settore eolico e idroelettrico. Il Gruppo continua a possedere indirettamente il 51% della società, consolidata integralmente, e continua a essere responsabile della gestione degli asset della controllata, dal punto di vista amministrativo, operativo e della manutenzione.

La cessione ha previsto un corrispettivo complessivo di 458 milioni di euro (interamente incassati) che, al netto degli oneri accessori (pari a 8 milioni di euro), determina un valore dell'operazione pari a 450 milioni di euro anche tenuto conto del valore attribuito ad alcuni progetti assoggettati a condizioni sospensive che alla data del presente bilancio non si sono ancora interamente realizzate.

Il risultato economico dell'operazione, determinato come differenza tra il prezzo netto di vendita e la quota di patrimonio netto ceduta ai terzi, è pari a 14 milioni di euro ed è stato allocato in apposita riserva di patrimonio netto per operazioni su non controlling interest, dal momento che il Gruppo mantiene il controllo della società oggetto della cessione.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	
Valore dell'operazione ⁽¹⁾	450
Attività nette cedute	436
Riserva per operazioni su non controlling interest	14
- di cui quota attribuibile al Gruppo Enel	10
- di cui quota attribuibile alle interessenze di terzi	4

(1) Al netto dei costi di transazione.

Acquisizione del 68% di BLP Energy

In data 24 settembre 2015 il Gruppo, attraverso Enel Green Power, ha acquisito una quota di controllo pari al 68% nel capitale di BLP Energy ("BLP"), società operante nel settore delle rinnovabili in India, che detiene impianti eolici per una capacità installata complessiva di 172 MW e una produzione totale annua di circa 340 GWh. L'operazione si configura come un'aggregazione aziendale ed è stata trattata in con-

formità con le disposizioni dell'IFRS 3R.

Il processo di allocazione del costo di acquisto al fair value delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte non è ancora definitivo e verrà completato entro i 12 mesi successivi alla data dell'acquisizione.

La quota di interessenza di terzi nella società è stata determinata in proporzione alla quota di partecipazione di minoranza nelle attività nette identificabili dell'acquisita.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	76	16	92
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	15	-	15
Avviamento	3	-	3
Altre attività correnti e non correnti	4	-	4
Totale attività	98	16	114
Debiti finanziari	62	-	62
Passività per imposte differite	-	5	5
Altre passività correnti e non correnti	3	2	5
Totale passività	65	7	72
Patrimonio netto di terzi	10	3	13
Totale attività nette acquisite	23	6	29

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione	29
Attività nette acquisite dopo l'allocazione provvisoria	29
Avviamento	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti acquisiti	15
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti pagati	29
Effetto cassa	(14)

Riattribuzione ai soci del Consorzio ENEOP dei relativi asset

Nel corso del 2015 Enel Green Power ("EGP"), attraverso le sue controllate spagnole e portoghesi, ha avviato un processo di separazione degli attivi del Consorzio ENEOP, nel quale deteneva una quota pari al 40%. Nel mese di settembre 2015 EGP ha siglato un accordo con gli altri soci mediante il quale ciascuna parte ha acquisito il controllo sul portafoglio di propria competenza già identificato secondo le norme previste dallo "split agreement" attraverso l'acquisizione dell'interessenza residua detenuta in tale portafoglio dalle altre parti e in cambio dell'interessenza detenuta negli altri

portafogli dalla società. In particolare, il portafoglio di asset assegnato a EGP ha una capacità installata netta pari a circa 445 MW. Enel Green Power España ha, quindi, acquisito dagli altri soci l'ulteriore quota del 60% relativa al proprio portafoglio (per un fair value pari a 96 milioni di euro), con conseguente ottenimento del controllo mediante step acquisition, a fronte della cessione dell'interessenza del 40% detenuta negli asset destinati ai portafogli degli altri due consorziati (per un fair value pari a circa 80 milioni di euro) e una compensazione determinata al fine di riequilibrare i pesi dei diversi portafogli.

Nella tabella seguente sono esposti i fair value provvisori delle attività acquisite, delle passività e delle passività potenziali assunte, alla data di acquisizione del portafoglio acquisito.

Effetto dell'operazione

Milioni di euro	Valore contabile alla data di acquisizione	Rettifiche fair value e compensazione tra i portafogli ⁽¹⁾	Valori rilevati alla data di acquisizione
Immobili, impianti e macchinari	442	-	442
Immobilizzazioni immateriali	18	-	18
Avviamento	25	15	40
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	128	-	128
Altre attività correnti e non correnti	34	41	75
Totale attività	647	56	703
Finanziamenti	518	(28)	490
Altre passività correnti e non correnti	52	-	52
Totale passività	570	(28)	542
Totale attività nette	77	84	161
Totale attività nette acquisite (60%)	47	49	96

(1) Determinata al fine di rendere equilibrato lo scambio tra i partecipanti al Consorzio.

Tale operazione ha comportato, al netto degli oneri accessori, un effetto a Conto economico complessivamente pari a circa 29 milioni di euro, conseguenti alla rimisurazione al fair

value (in accordo con l'IFRS 3R) della partecipazione precedentemente detenuta.

Milioni di euro	
Corrispettivo dell'operazione (incluso cash compensation)	96
Attività nette dell'acquisita dopo l'allocazione provvisoria	161
Valore contabile dell'interessenza precedentemente detenuta	36
Rimisurazione al fair value dell'interessenza precedentemente detenuta	29
Avviamento	-

Si segnala, infine, che la conclusione dell'operazione di scissione di ENEOP soddisfaceva la condizione sospensiva per il perfezionamento dell'accordo firmato nel mese di settembre 2015 con First State Wind Energy Investments per la vendita di tutti gli asset rinnovabili in Portogallo, che si è perfezionata nel novembre 2015 come commentato nel paragrafo successivo.

Cessione del 100% di Finerge Gestão de Projectos Energéticos

In data 26 novembre 2015 il Gruppo Enel Green Power, attraverso la sua controllata Enel Green Power España, ha concluso la vendita dell'intera partecipazione nel capitale sociale di Finerge Gestão de Projectos Energéticos alla società portoghese First State Wind Energy Investments per un corrispettivo totale di 900 milioni di euro. L'operazione è stata perfezionata a seguito della conclusione della scissione di ENEOP e ha determinato una plusvalenza, inclusiva degli effetti del consolidamento di ENEOP al netto degli oneri accessori, pari a circa 29 milioni di euro.

Creazione di una joint venture paritetica nel settore fotovoltaico in Italia

Nel corso del quarto trimestre 2015 il Gruppo Enel Green Power ha conferito una quota parte dei propri asset solari detenuti in Italia in una nuova joint venture paritetica con F2i Energie Rinnovabili Srl, per effetto dell'accordo siglato in data 16 ottobre 2015 e con efficacia a partire dal 31 dicembre 2015.

Tale operazione, che ha comportato la perdita del controllo sui suddetti asset, presenta un fair value pari a 111 milioni di euro (si rimanda alla Nota 22) e ha generato un effetto a Conto economico complessivamente pari a 11 milioni di euro, comprensivi della rimisurazione al fair value (in accordo con l'IFRS 10) delle interessenze precedentemente detenute e conferite nella nuova joint venture.

6

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.

Si segnala che in data 31 luglio 2014 il Gruppo Enel si è dotato di una nuova struttura organizzativa, basata su una matrice

Divisioni/Geografie e focalizzata sugli obiettivi industriali del Gruppo, con una chiara individuazione di ruoli e responsabilità, al fine di perseguire e mantenere la leadership tecnologica nei settori in cui il Gruppo opera, assicurandone l'eccellenza operativa, e di massimizzare il livello di servizio verso i clienti nei mercati locali.

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 2015 e del 2014

Risultati 2015 ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	38.155	19.644	10.599	4.488	2.747	25	75.658
Ricavi intersettoriali	1.489	461	28	343	264	(2.585)	-
Totale ricavi	39.644	20.105	10.627	4.831	3.011	(2.560)	75.658
Totale costi	33.747	17.002	7.456	3.506	1.160	(2.342)	60.529
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	201	8	(4)	(17)	(25)	5	168
Ammortamenti	1.479	1.526	876	283	689	34	4.887
Impairment	583	409	69	1.539	259	119	2.978
Ripristini di valore	31	(221)	(19)	(15)	(1)	(28)	(253)
Risultato operativo	4.005	1.397	2.241	(499)	879	(338)	7.685
Investimenti	1.562 ⁽²⁾	985	1.819	229 ⁽³⁾	2.466	52	7.113

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

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

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

Risultati 2014 restated ^{(1) (2)}

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Ricavi verso terzi	37.679	20.766	9.645	4.928	2.662	111	75.791
Ricavi intersettoriali	710	186	3	371	259	(1.529)	-
Totale ricavi	38.389	20.952	9.648	5.299	2.921	(1.418)	75.791
Totale costi	31.861	17.638	6.553	4.088	1.059	(1.390)	59.809
Proventi/(Oneri) netti da contratti su commodity valutati al fair value	(185)	(111)	(3)	(1)	76	(1)	(225)
Ammortamenti	1.678	1.632	885	383	589	37	5.204
Impairment	2.748	556	658	3.540	228	3	7.733
Ripristini di valore	(1)	(225)	-	(37)	(3)	(1)	(267)
Risultato operativo	1.918	1.240	1.549	(2.676)	1.124	(68)	3.087
Investimenti	1.460	993	1.609	936	1.658	45	6.701

(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) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

Dati patrimoniali per area di attività

Al 31 dicembre 2015

Milioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.441	23.294	11.589	5.767	13.894	66	77.051
Attività immateriali	1.075	14.844	10.197	904	1.994	52	29.066
Crediti commerciali	8.655	2.228	1.777	366	451	(621)	12.856
Altro	3.513	1.445	465	567	476	(389)	6.077
Attività operative	35.684	41.811	24.028	7.604 ⁽¹⁾	16.815	(892)	125.050
Debiti commerciali	6.928	2.060	1.817	783	1.270	(805)	12.053
Fondi diversi	3.445	3.804	817	2.130	282	581	11.059
Altro	6.852	2.824	1.174	1.312	437	(718)	11.881
Passività operative	17.225	8.688	3.808	4.225 ⁽²⁾	1.989	(942)	34.993

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

(2) Di cui 2.331 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

Al 31 dicembre 2014 restated ⁽¹⁾

Millioni di euro	Italia	Penisola iberica	America Latina	Europa dell'Est	Energie Rinnovabili	Altro, elisioni e rettifiche	Totale
Immobili, impianti e macchinari	22.518	23.865	11.950	6.702	11.765	171	76.971
Attività immateriali	1.237	14.817	11.572	912	2.248	76	30.862
Crediti commerciali	7.832	2.185	1.656	409	440	(420)	12.102
Altro	3.963	1.488	798	501	599	(350)	6.999
Attività operative	35.550 ⁽²⁾	42.355 ⁽⁴⁾	25.976 ⁽⁵⁾	8.524 ⁽⁶⁾	15.052	(523)	126.934
Debiti commerciali	8.248	2.132	2.184	747	892	(493)	13.710
Fondi diversi	3.362	3.979	765	2.572	193	469	11.340
Altro	6.054	2.852	1.317	1.304	560	(576)	11.511
Passività operative	17.664 ⁽³⁾	8.963	4.266	4.623 ⁽⁷⁾	1.645	(600)	36.561

(1) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

(2) Di cui 347 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(3) Di cui 22 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

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

(5) Di cui 10 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(6) Di cui 4.255 milioni di euro riferiti al perimetro classificato come "posseduto per la vendita".

(7) Di cui 2.790 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.

Millioni di euro	al 31.12.2015	al 31.12.2014
Totale attività	161.179	166.634
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	607	872
Attività finanziarie non correnti	3.274	3.645
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività non correnti	463	501
Attività finanziarie correnti	2.381	3.984
Derivati	7.416	6.835
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.639	13.088
Attività per imposte anticipate	7.386	7.067
Crediti per imposte sul reddito	636	788
Crediti tributari a lungo inclusi in altre attività correnti	706	759
Attività finanziarie e fiscali di Attività classificate come possedute per la vendita	2.621	2.161
Attività di settore ⁽¹⁾	125.050	126.934
Totale passività	109.428	115.489
Finanziamenti a lungo termine	44.872	48.655
Finanziamenti a breve termine	2.155	3.252
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.733	5.125
Passività finanziarie correnti	1.063	1.177
Derivati	7.027	7.882
Passività di imposte differite	8.977	9.220
Debiti per imposte sul reddito	585	253
Debiti tributari diversi	990	887
Passività finanziarie e fiscali di Passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita	3.033	2.477
Passività di settore ⁽¹⁾	34.993	36.561

(1) I dati sono stati rideterminati (restated) per consentire la comparabilità con i risultati dell'esercizio 2015, esposti sulla base del nuovo modello organizzativo del Gruppo Enel, che ha rappresentato a partire da quest'anno la base di pianificazione, consuntivazione e valutazione delle performance economico-finanziarie del Gruppo sia internamente, da parte dell'Alta Direzione, sia verso la comunità finanziaria.

Ricavi

7.a Ricavi delle vendite e delle prestazioni - Euro 73.076 milioni

Milioni di euro

	2015	2014	2015-2014	
Vendita energia elettrica	46.638	48.062	(1.424)	-3,0%
Trasporto energia elettrica	9.911	9.142	769	8,4%
Corrispettivi da gestori di rete	826	783	43	5,5%
Contributi da casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici	1.152	1.857	(705)	-38,0%
Vendita gas	4.045	3.628	417	11,5%
Trasporto gas	509	459	50	10,9%
Ricavi da vendita di combustibili	7.104	5.659	1.445	25,5%
Contributi di allacciamento alle reti elettriche e del gas	829	843	(14)	-1,7%
Ricavi da vendita di certificati ambientali	343	1.238	(895)	-72,3%
Altre vendite e prestazioni	1.719	1.657	62	3,7%
Totale	73.076	73.328	(252)	-0,3%

Nel 2015 i ricavi da "Vendita di energia elettrica" ammontano a 46.638 milioni di euro (48.062 milioni di euro nel 2014) e includono le vendite di energia elettrica ai clienti finali per 29.994 milioni di euro (29.933 milioni di euro nel 2014), le vendite di energia all'ingrosso per 13.355 milioni di euro (14.428 milioni di euro nel 2014) e i ricavi per attività di trading di energia elettrica per 3.289 milioni di euro (3.701 milioni di euro nel 2014). Il decremento è da riferire principalmente alle minori quantità vendute sulle Borse nazionali dell'energia elettrica e sul mercato estero all'ingrosso, e inoltre risente dell'effetto di traduzione del rublo in euro a seguito del suo significativo deprezzamento.

I ricavi da "Trasporto di energia elettrica" ammontano nel 2015 a 9.911 milioni di euro, con un incremento di 769 milioni di euro, da riferire ai maggiori ricavi da trasporto a clienti finali allacciati alla rete Enel per 258 milioni di euro e ai maggiori ricavi nei confronti di altri operatori per 511 milioni di euro. In particolare, l'incremento è sostanzialmente riferibile alle modifiche regolatorie intervenute in Italia con le delibere n. 654/2015 e 655/2014 dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI), che hanno determinato un incremento delle tariffe di trasporto, oltre che all'eliminazione del "lag regolatorio". Tale ultima fattispecie ha consentito l'accertamento, già a partire dall'esercizio

corrente, di una quota di ricavi relativi alla remunerazione e all'ammortamento regolatorio sugli investimenti ammessi che sono stati realizzati sulla rete durante l'anno; tali ricavi saranno riconosciuti nelle tariffe a partire dal 2016 e 2017. L'effetto complessivo di tale accertamento, che ha comportato altresì un'integrazione dei ricavi relativa all'intero periodo regolatorio precedente in forza dell'applicazione del regime transitorio, è risultato pari a 557 milioni di euro, di cui 100 milioni di euro riferibili agli investimenti del 2015. Per maggiori dettagli in merito alle novità introdotte, si rinvia all'apposito paragrafo della Nota 2 "Principi contabili e criteri di valutazione".

I ricavi per "Contributi ricevuti da casse conguaglio - gestori di mercato e di servizi energetici" sono pari nel 2015 a 1.152 milioni di euro, in diminuzione di 705 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente; la variazione negativa si concentra particolarmente nell'area extrapeninsulare spagnola a seguito delle maggiori vendite e del calo dei prezzi dei combustibili.

I ricavi per "Vendita di gas" nel 2015 sono pari a 4.045 milioni di euro (3.628 milioni di euro nel 2014), con un incremento di 417 milioni di euro, prevalentemente per effetto delle maggiori vendite nella Penisola iberica e sul mercato domestico,

determinato da un forte incremento dei volumi trattati e in presenza di prezzi medi unitari in decrescita.

I ricavi per "Trasporto di gas" sono pari a 509 milioni di euro, con un incremento di 50 milioni di euro (+10,9%) e uno scostamento analogo a quello delle vendite della commodity stessa.

I "Ricavi da vendita di combustibili," pari a 7.104 milioni di euro, includono nel 2015 vendite di gas naturale per 7.053

milioni di euro (5.536 milioni di euro nel 2014), cui si aggiungono vendite di altri combustibili per 51 milioni di euro (123 milioni di euro nel 2014). Il forte incremento rilevato nell'anno è conseguente ai maggiori volumi negoziati.

I "Ricavi da vendita di certificati ambientali", infine, registrano un decremento di 895 milioni di euro per effetto sostanzialmente delle minori vendite di certificati ambientali e di diritti di emissione CO₂.

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

Milioni di euro

	2015	2014
Italia	28.705	28.567
Europa		
Penisola iberica	19.175	20.378
Francia	1.439	1.375
Svizzera	362	711
Germania	2.556	3.154
Austria	20	4
Slovenia	26	22
Slovacchia	1.240	1.367
Romania	1.031	1.046
Grecia	64	61
Bulgaria	9	8
Belgio	365	256
Repubblica Ceca	679	813
Ungheria	356	141
Russia	1.022	1.336
Olanda	3.414	113
Regno Unito	1.214	3.105
Altri Paesi europei	67	179
America		
Stati Uniti	463	455
Canada	11	-
Messico	166	135
Brasile	2.864	3.100
Cile	3.377	2.820
Perù	1.226	1.034
Colombia	2.114	2.087
Argentina	588	453
Altri Paesi sudamericani	172	158
Altri		
Africa	3	1
Asia	348	449
Totale	73.076	73.328