

Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2017

 e-distribuzione

Indice

| | |
|---|------------|
| Organi sociali | 5 |
| Relazione sulla gestione | 7 |
| L'esercizio 2017 in sintesi..... | 8 |
| Eventi di rilievo del 2017..... | 10 |
| Quadro normativo e tariffario..... | 16 |
| Andamento operativo..... | 24 |
| Investimenti..... | 47 |
| Politica ambientale..... | 48 |
| Risorse umane..... | 53 |
| Risultati economico-finanziari..... | 62 |
| Prevedibile evoluzione della gestione..... | 72 |
| Altre informazioni..... | 73 |
| Proposte all'Assemblea..... | 74 |
| Bilancio d'esercizio | 75 |
| Conto Economico..... | 76 |
| Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio..... | 77 |
| Stato Patrimoniale..... | 78 |
| Prospetto delle variazioni del patrimonio netto..... | 80 |
| Rendiconto finanziario..... | 81 |
| Note di commento | 82 |
| 1. Forma e contenuto del Bilancio..... | 82 |
| 2. Principi contabili e criteri di valutazione..... | 83 |
| 3. Principi contabili di recente emanazione..... | 101 |
| Informazioni sul Conto Economico | 108 |
| 4. Ricavi delle vendite e delle prestazioni..... | 108 |
| 5. Altri ricavi..... | 111 |
| 6. Materie prime e materiali di consumo..... | 113 |
| 7. Servizi..... | 114 |
| 8. Costo del personale..... | 116 |
| 9. Ammortamenti e impairment..... | 117 |
| 10. Altri costi operativi..... | 118 |
| 11. Costi per lavori interni capitalizzati..... | 119 |
| 12. Proventi da partecipazioni..... | 120 |
| 13. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati..... | 120 |
| 14. Proventi/(Oneri) finanziari..... | 121 |
| 15. Imposte..... | 121 |
| Informazioni sullo Stato Patrimoniale | 124 |
| 16. Immobili, impianti e macchinari..... | 124 |
| 17. Leasing operativo..... | 128 |
| 18. Attività immateriali..... | 129 |
| 19. Attività e Passività per imposte differite..... | 132 |
| 20. Partecipazioni..... | 133 |
| 21. Derivati..... | 133 |
| 22. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine..... | 134 |
| 23. Altre attività non correnti..... | 135 |
| 24. Rimanenze..... | 136 |
| 25. Crediti commerciali..... | 136 |
| 26. Crediti per lavori in corso su ordinazione..... | 139 |

| | | |
|-----------------------------------|---|------------|
| 27. | Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 139 |
| 28. | Crediti per imposte sul reddito | 140 |
| 29. | Altri crediti tributari | 141 |
| 30. | Crediti finanziari e titoli a breve termine | 141 |
| 31. | Altre attività finanziarie correnti | 142 |
| 32. | Altre attività correnti | 142 |
| 33. | Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 143 |
| 34. | Attività classificate come possedute per la vendita | 143 |
| 35. | Patrimonio netto | 144 |
| 36. | Finanziamenti | 147 |
| 37. | TFR e altri benefici relativi al personale | 147 |
| 38. | Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) | 153 |
| 39. | Altre passività non correnti | 155 |
| 40. | Debiti commerciali | 156 |
| 41. | Debiti per lavori in corso su ordinazione | 157 |
| 42. | Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 157 |
| 43. | Debiti per imposte sul reddito | 158 |
| 44. | Altri debiti tributari | 159 |
| 45. | Altre passività finanziarie correnti | 159 |
| 46. | Altre passività correnti | 160 |
| 47. | Strumenti finanziari | 161 |
| 48. | Risk management | 169 |
| 49. | Derivati e Hedge Accounting | 174 |
| 50. | Fair value measurement | 178 |
| 51. | Operazioni con le parti correlate | 179 |
| 52. | Impegni contrattuali e garanzie | 184 |
| 53. | Attività e Passività potenziali | 185 |
| 54. | Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio | 188 |
| 55. | Compensi alla Società di Revisione | 189 |
| 56. | Attività di direzione e coordinamento | 190 |
| Corporate governance | | 191 |
| Relazioni | | 193 |
| | Relazione della Società di Revisione | 194 |
| | Relazione del Collegio Sindacale | 197 |

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

| | | |
|---|--|--|
| <i>Amministratore Delegato</i> Gianluigi Fioriti¹⁾ | <i>Presidente</i> Anna Brogi | <i>Consiglieri</i> Andrea Angelino Alessandra Billia Massimo Bruno Luisa Gennarini Enrico Bottone Anna Brogi |
|---|--|--|

Collegio Sindacale

| | | |
|---|--|---|
| <i>Presidente</i> Giuseppe Ascoli | <i>Sindaci effettivi</i> Raffaella Pagani Pierpaolo Singer | <i>Sindaci Supplenti</i> Antonella Bientinesi Francesco Mariani |
|---|--|---|

Società di Revisione

| |
|---------------------------------|
| Ernst & Young S.p.A. |
|---------------------------------|

1) Il CdA del 21 febbraio 2018 ha preso atto delle dimissioni rassegnate dall'ing. Gianluigi Fioriti con efficacia 16 marzo 2018 e nominato per cooptazione, ai sensi dell'art. 2386 cod. civ., il dott. Vincenzo Ranieri.

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2017 in sintesi

Il mercato elettrico nel 2017

L'anno 2017 è stato caratterizzato da una richiesta di energia elettrica in Italia pari a 320,44 TWh, con un incremento del 2% rispetto al 2016 (314,26 TWh dato aggiornato).

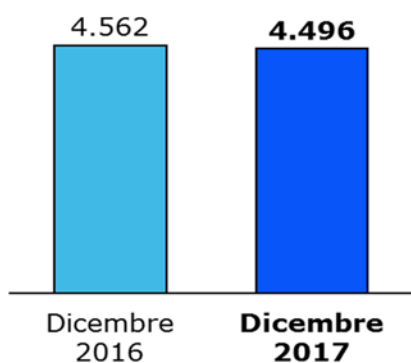
La produzione netta nazionale ha avuto un incremento del 1,9%, passando da 280 TWh (dato 2016 aggiornato) a 285 TWh, con un incremento della produzione da fonte termoelettrica (+4,6%) e fotovoltaica (+14%) e un decremento della produzione da fonte idroelettrica (-14,3%) e geotermica (-1,4%). La produzione da fonte eolica è sostanzialmente in linea con l'anno precedente. Le importazioni di energia elettrica sono diminuite dello 0,7%.

e-distribuzione S.p.A. (di seguito anche e-distribuzione o la Società) ha distribuito ai clienti finali 227,3 TWh (pari a circa l'85% del mercato) a fronte di 224,1 TWh nel 2016 (dato aggiornato).

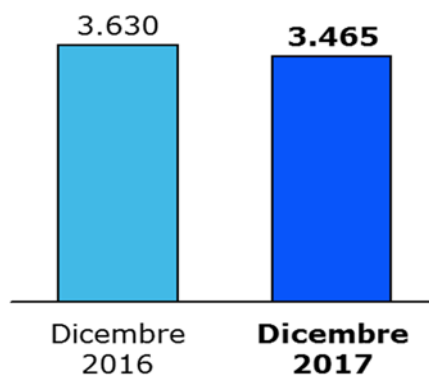
Dati di sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance della società e-distribuzione, di cui si rinvia alla successiva sezione "Risultati economico - finanziari" per la definizione e i criteri di determinazione:

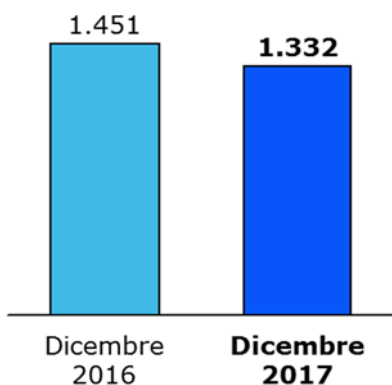
MARGINE ENERGIA (€ M.ni)



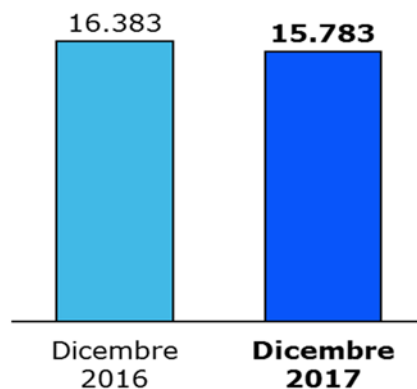
EBITDA (€ M.ni)



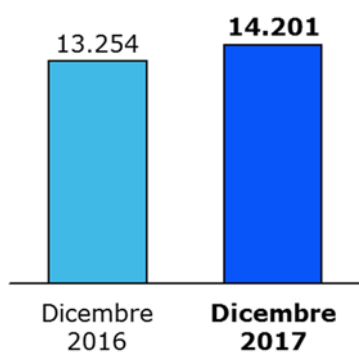
RISULTATO NETTO (€ M.ni)



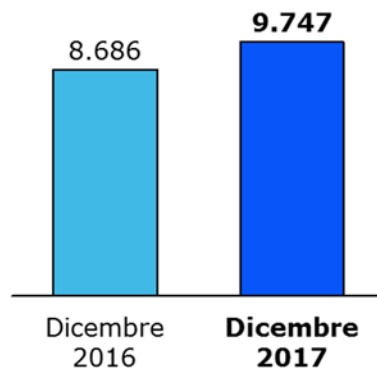
CONSISTENZA DEL PERSONALE (N.)



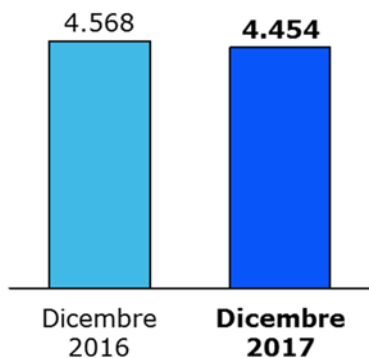
CAPITALE INVESTITO
NETTO (€ M.ni)



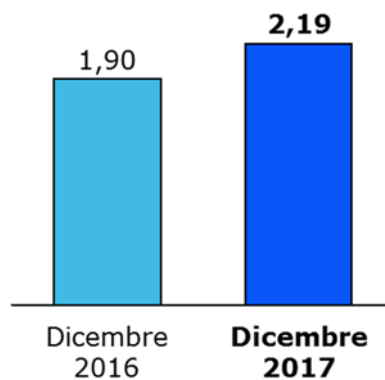
INDEBITAMENTO FINANZIARIO
NETTO (€ M.ni)



PATRIMONIO NETTO (€ M.ni)



INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO
(%)



Eventi di rilievo del 2017

Marzo

Piano per la resilienza della rete

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (già AEEGSI), con le delibere 646/2015/R/eel e 653/2015/r/eel, ha previsto che, entro la data del 31 marzo 2017, Terna e le imprese distributrici che servono più di 50.000 utenti trasmettano all'autorità stessa un Piano di lavoro finalizzato all'adozione di misure volte all'incremento della resilienza del sistema elettrico (cd. Piano per la resilienza).

Con la determinazione n. 2/2017 del 7 marzo 2017, l'ARERA ha pubblicato la prima parte delle Linee Guida a cui attenersi per la predisposizione e trasmissione del predetto piano. Le Linee Guida prevedono, tra l'altro, che i Piani contengano, oltre ad una disamina tecnica degli interventi, anche elementi di costo nonché l'indicazione delle aree geografiche di intervento. È inoltre previsto che i piani per la resilienza delle imprese distributrici siano coordinati con quello di Terna e che i piani per la resilienza siano integrati nei successivi piani di sviluppo di ciascuna impresa.

e-distribuzione ha, pertanto, elaborato il Piano per la resilienza della rete elettrica concentrandosi in particolare sugli interventi volti a mitigare gli effetti sulla rete MT di fenomeni atmosferici quali ghiaccio e vento. Nel Piano sono indicati gli interventi che la Società intende realizzare nel biennio 2017-2018, con l'obiettivo di ridurre sia le probabilità che la rete subisca danni a seguito di severi eventi atmosferici, sia l'impatto che tali eventi hanno sulla clientela, aumentando la resilienza della rete. A tal fine sono previsti, a titolo esemplificativo, interventi di cavitazione delle linee MT per la riduzione delle aree a rischio, interventi di magliatura finalizzati all'incremento del numero delle vie di rialimentazione e interventi per il potenziamento del telecontrollo finalizzati alla selezione rapida dei guasti. I suddetti interventi saranno effettuati prioritariamente nelle aree interessate dagli eventi atmosferici estremi degli ultimi anni, in particolare Abruzzo, Marche, Toscana ed Emilia-Romagna, per un volume di interventi, nel biennio 2017-2018, pari a circa 250 milioni di euro.

Con riferimento invece al periodo 2019-2021, nel Piano da trasmettere all'ARERA vengono indicati i criteri e la metodologia che saranno utilizzati da e-distribuzione per l'individuazione e la definizione degli interventi; il Piano inoltre terrà conto delle eventuali ulteriori indicazioni che saranno fornite dall'ARERA e del necessario coordinamento con il Piano di Terna.

Giugno

Aggiornamento in merito al progetto Open Meter

Nella seduta del 27 giugno 2017 è stato presentato al Consiglio di Amministrazione un aggiornamento in merito al progetto *Open Meter*. Tale progetto, avviato nel 2016, prevede l'installazione dei contatori 2G in sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) per un volume di circa 31,7 milioni di contatori da installare nel periodo 2017-2024 con un investimento pari a circa 2,7 miliardi di euro. La Società ha presentato tale piano all'Autorità di Regolazione per Energia e Ambiente nell'ambito della procedura prevista dalla delibera 646/2016. Successivamente,

nel corso della consultazione pubblica, avviata a valle della pubblicazione del piano, sono state formulate dai soggetti partecipanti domande e osservazioni cui si è fornito riscontro durante un seminario pubblico.

Terminata la fase di consultazione, gli uffici dell'ARERA, nei mesi di febbraio e marzo 2017, tenuto conto, tra l'altro, degli esiti della consultazione stessa, hanno formulato alcune richieste di informazioni e chiarimenti che hanno portato ad un aggiornamento del piano inizialmente presentato, in particolare in relazione alle ipotesi di crescita dei clienti.

A valle dei chiarimenti ricevuti e degli approfondimenti effettuati, in data 8 marzo 2017 l'ARERA ha comunicato ad e-distribuzione la sussistenza dei presupposti per l'applicazione del percorso abbreviato di approvazione (cosiddetto Fast Track).

Con riferimento alla remunerazione dell'investimento, a valle di una fase istruttoria e con successiva delibera 222/17 del 6 aprile 2017, l'ARERA ha approvato il Piano di Messa in Servizio del CE2G, fissando la spesa standard annuale di capitale (cosiddetto "benchmark") ad un valore inferiore rispetto al livello dei costi del piano presentato.

In considerazione delle nuove previsioni di costo riconosciuto e in virtù degli ulteriori chiarimenti forniti dall'ARERA in merito alla corretta valorizzazione dei quantitativi riconosciuti di contatori elettronici 2G, il progetto finale presenta un investimento complessivo di 2,6 miliardi di euro.

Finanziamento dalla Banca Europea degli Investimenti

La società, sempre nella seduta del Consiglio di Amministrazione del 27 giugno 2017, ha deliberato, come già avvenuto in passato, di approvare il ricorso alla Banca Europea per gli Investimenti per finanziare i propri investimenti, sia in un'ottica di diversificazione delle proprie fonti finanziarie, sia allo scopo di ottenere condizioni più favorevoli rispetto a quelle offerte dal mercato

Ai fini del supporto finanziario di BEI, è stato valutato qualificabile il progetto Open Meter che prevede la sostituzione in Italia nel parco di contatori attivi di prima generazione (CE 1G) con contatori digitali di seconda generazione (CE 2G), più un piano di interventi, in gestione utenza, per installazione di nuovi contatori e sostituzione di contatori di prima generazione.

La BEI si è dichiarata disponibile a finanziare una parte del piano di installazione dei contatori 2G ed, in particolare, l'attività che sarà effettuata tra il 2017 e il 2021, che prevede la sostituzione di 24,7 milioni di contatori digitali; per tale attività la BEI ha dato disponibilità a concedere una linea di credito fino a un massimo complessivo pari a 1 miliardo di euro pari a circa il 43,5% dell'investimento considerato di 2,3 miliardi di euro. La linea di credito verrà messa a disposizione mediante la stipula di due contratti di finanziamento di importo pari a 500 milioni di euro ciascuno, di cui la prima tranche sottoscritta nel 2017 (Tranche A) e la seconda da sottoscrivere nel corso del 2018 (Tranche B). In particolare, sulla base degli accordi intercorsi tra le parti e delle attuali condizioni di mercato, tale finanziamento presenta le seguenti condizioni:

- importo massimo fino a 1 miliardo di euro diviso in Tranche A e Tranche B;
- margine, fino a 70 punti base sull'Euribor 6 mesi, in caso di tasso variabile, o alternativamente un tasso fisso fino a 170 punti base;
- durata massima di 15 anni, a partire dalla data di erogazione del prestito;
- preammortamento di 4 anni a partire dalla data di erogazione del prestito.

Le condizioni proposte da BEI sono risultate essere vantaggiose rispetto alle condizioni di mercato vigenti, alla luce di una comparazione delle stesse con una eventuale nuova emissione obbligazionaria di Enel di analoga durata.

Al pari di quanto avvenuto in occasione dei precedenti finanziamenti erogati dalla BEI a società del Gruppo Enel, ai fini della stipula dei contratti finanziamento, si è reso necessario il rilascio da parte della Capogruppo Enel S.p.A. di apposite *parent company guarantee*, nell'interesse di e-distribuzione e in favore della BEI, fino al 105% dell'importo dei suddetti finanziamenti.

In data 28 luglio 2017 e-distribuzione SpA ha firmato con BEI il contratto di finanziamento per la Tranche A di euro

500 milioni con durata quindicennale. La prima quota della Tranche A, pari a 100 milioni di euro, è stata erogata in data 21 settembre 2017, ad un tasso pari all'Euribor 6 mesi più uno spread di 39,1 punti base.

Novembre

Regolamento di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione per lo sviluppo della banda ultra larga

Nella seduta del 9 novembre 2017 è stato presentato al Consiglio di Amministrazione un aggiornamento in merito alle condizioni di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione.

Le "Condizioni generali di accesso all'Infrastruttura elettrica", comprensive del relativo regolamento tecnico economico e delle norme tecniche di attuazione (di seguito Condizioni), sono state pubblicate da e-distribuzione in data 15 luglio 2016. Tali condizioni prevedevano, tra l'altro, un corrispettivo ventennale a carico degli operatori di telecomunicazione per l'utilizzo delle infrastrutture elettriche (cd. IRU) pari a 8,11 €/metro. Tale valore è stato stimato da e-distribuzione, sulla scorta della precedente esperienza acquisita, considerando la media di 1,5 minitubi o cavi ottici posati da parte dell'Operatore di Telecomunicazioni sull'infrastruttura elettrica.

Successivamente alla pubblicazione delle Condizioni, in data 2 Agosto 2016, Telecom Italia Mobile ha avviato la procedura di risoluzione delle controversie avanti all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) in relazione alle Condizioni medesime, ritenendole discriminatorie e contestando i corrispettivi previsti, tra cui anche il valore stabilito per l'IRU.

A conclusione del procedimento, in data 9 Agosto 2017, l'AGCM ha notificato a e-distribuzione la Delibera n. 88/17/CIR con la quale ha sostanzialmente confermato la validità dell'impianto delle Condizioni, indicando però la necessità di apportare alcune modifiche che prevedono in particolare:

- l'eliminazione dei requisiti soggettivi ed oggettivi richiesti agli operatori di telecomunicazioni per l'accesso alle infrastrutture elettriche;
- la necessità che venga stipulato un contratto tra e-distribuzione e ogni singolo operatore che recepisca le Condizioni, con la possibilità di apportare eventuali modifiche/integrazioni alle Condizioni medesime;
- l'inclusione nel novero dell'infrastruttura fisica anche dei corrugati ospitanti i cavi elettrici;
- la modifica di alcuni corrispettivi previsti, ovvero
 - l'IRU ventennale per l'accesso all'infrastruttura elettrica stabilito in a 4,51 €/metro/minitubo anziché 8,11 €/metro;
 - l'eliminazione del corrispettivo previsto per "Controllo lavori in corso d'opera" pari 0,62 €/metro, in quanto da ricomprendere nel corrispettivo per l'IRU.

In data 21 Settembre 2017, l'AGCM ha poi notificato ad e-distribuzione la Delibera n. 131/17/CIR ad integrazione ed errata corrice della Delibera n. 88/17/CIR, portando il corrispettivo di IRU a 4,51 €/metro indipendentemente dal numero di minitubi posati dall'operatore.

e-distribuzione da un lato ha proposto ricorso innanzi al Tar Lazio avverso le delibere sopracitate e dall'altro ha proposto a Open Fiber S.p.A. – in ragione dei rapporti in corso con la stessa - una revisione delle Condizioni. Contemporaneamente, e-distribuzione ha fornito all'AGCM nuovi elementi e dati che dimostrano l'insostenibilità delle

previsioni della Delibera 131/17/CIR, prospettando la necessità di prevedere condizioni migliorative, analoghe a quelle proposte ad Open Fiber S.p.A..

Infatti, a fronte di una riduzione dei corrispettivi IRU, si è chiesto di confermare che il corrispettivo dell'IRU deve essere calcolato anche in ragione dei minitubi posati e di trasferire all'operatore di telecomunicazione gli oneri di spostamento della fibra in caso di modifiche all'infrastruttura elettrica nel periodo di validità dell'IRU (20 anni). Tale trasferimento di attività è in linea con la volontà di AGCM di diminuire il valore dell'IRU e allo stesso tempo consente ad e-distribuzione il recupero dei costi incrementali, ossia dei costi aggiuntivi che e-distribuzione deve sostenere per la presenza della fibra ottica sulla propria infrastruttura.

A conferma di quanto sopra, in data 17 Ottobre 2017, l'AGCM, ritenendo valide le proposte presentate, ha notificato a e-distribuzione la Delibera n. 162/17/CIR con la quale è stato modificato il corrispettivo per l'IRU. Pertanto, in caso di richiesta di accesso di minitubi ulteriori al primo, è previsto in relazione ai corrispettivi per la costituzione dell'IRU sull'infrastruttura elettrica, un incremento di 0,35 Euro/metro/minitubo per IRU a 20 anni, e tale valorizzazione, così come il corrispettivo di 4,51 €/metro, non include i costi relativi ad attività di spostamento della rete in fibra ottica in caso di rinnovo o modifica della rete elettrica, che rimangono a carico dell'operatore di telecomunicazioni.

In ragione di quanto sopra esposto, in data 5 dicembre 2017, e-distribuzione ha pubblicato una revisione delle "Condizioni generali di Accesso all'Infrastruttura elettrica" e relativi allegati, per tenere conto di quanto disposto dalle Delibere AGCM.

Cessione a Enel S.p.A. della partecipazione detenuta in Enel M@p S.r.l.

Nell'ambito del progetto di riorganizzazione societaria delle Global Business Line e Global Service Functions, Enel M@p S.r.l. (ora denominata Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.) è stata individuata come veicolo in cui far confluire la struttura della Global Infrastructure and Network in precedenza allocata in Enel S.p.A. In particolare è stato individuato un modello basato sui c.d. "Global Hub" dove per Global Hub si intende un'entità organizzativa (Unità di Business) che svolge la propria attività in una società operativa diversa dalla Holding, che eroga servizi tecnici a livello globale in favore delle società del Gruppo con business omogeneo e che ha la *mission* di cogliere le opportunità di sviluppo del medesimo business nei mercati internazionali.

Per consentire l'implementazione del modello, in data 9 novembre 2017, il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha approvato la vendita delle quote di partecipazione del 100% detenute in Enel M@p S.r.l., in favore di Enel S.p.A. Il corrispettivo della cessione è stato determinato in euro 11,8 milioni, corrispondente al valore di mercato, generando una plusvalenza di euro 11,66 milioni contabilizzata a conto economico da e-distribuzione S.p.A..

Accordo con Enel Finance International N.V.

La Società, al fine di garantire maggiore flessibilità e coerenza nella copertura dei fabbisogni finanziari cercando al contempo di minimizzare il costo del *funding* ed il rischio di rifinanziamento ad esso associato e di riservare il conto corrente intersocietario intrattenuto con Enel S.p.A. alla sola gestione delle operazioni giornaliere di tesoreria e di cash pooling, nell'esercizio 2017 ha sottoscritto con Enel Finance International N.V. (EFI) un accordo tale per cui e-distribuzione ha potuto coprire fabbisogni finanziari a breve scadenza mediante il ricorso al credito erogato da EFI per un importo massimo fino ad 1 miliardo di euro ad un tasso di interesse corrispondente al tasso Euribor maggiorato di un margine in linea con le condizioni di mercato registrate all'atto della stipula del contratto di finanziamento.

La linea di credito a breve termine che la società ha attivato è di tipo revolving (ovvero rotativo), vale a dire che prevede una struttura flessibile tale da consentire ad e-distribuzione di modulare le richieste di utilizzo e di rimborso del finanziamento medesimo in termini di importo e durata a seconda delle proprie esigenze finanziarie, anche in relazione al capitale circolante e, contestualmente, di ottimizzare i costi complessivi del finanziamento.

Con l'approssimarsi della data di scadenza dell'accordo prevista per il 31 dicembre 2017, permanendo la situazione economico finanziaria che ha portato alla scelta di tale strumento di finanziamento, la società ha ritenuto opportuno sottoscrivere con Enel Finance International NV un nuovo accordo di credito *revolving* a breve termine, analogo al precedente, con validità fino al 31 dicembre 2018.

Dicembre

Cessione ad Enel X S.r.l. del ramo d'azienda "mobilità elettrica"

In seguito alla creazione, nell'ambito del Gruppo Enel, della una nuova linea di business denominata "Global E-Solutions", è stato definito un piano di riassetto organizzativo e societario, finalizzato a trasferire sotto il controllo della società Enel X S.r.l. tutti gli asset del Gruppo Enel (localizzati sia in Italia che all'estero) afferenti alle attività condotte dalla nuova linea di business, ivi inclusi quelli riconducibili alla mobilità elettrica. In particolare, per e-distribuzione, si tratta di:

- asset materiali, costituiti dalle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica (circa 700 infrastrutture di ricarica) e dai relativi hardware;
- 5 dipendenti allocati nell'Unità denominata "Soluzioni per la Mobilità Elettrica" e dedicata alle attività attinenti alla mobilità elettrica;
- contratti attivi (si tratta, in particolare, di due contratti per la fornitura di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica);
- contratti passivi (si tratta, in particolare, di contratti verso terzi per la manutenzione, la progettazione esecutiva e lo sviluppo dell'infrastruttura di ricarica elettrica nonché per la progettazione dei siti installativi e l'installazione stessa delle infrastrutture di ricarica);
- asset immateriali (si tratta, in particolare, dei software ad uso esclusivo della mobilità elettrica e di alcuni modelli e disegni relativi alle infrastrutture di ricarica oltre che del software centrale per la gestione remota tali infrastrutture, c.d. sistema EMM).

Il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. del 19 dicembre 2017 ha approvato la cessione ad Enel X S.r.l. del ramo di azienda "mobilità elettrica", con efficacia 1 gennaio 2018, per un corrispettivo pari ad euro 12,8 milioni di euro in linea con i valori contabili presenti in e-distribuzione S.p.A.

Finanziamento a medio lungo termine con Enel Finance International N.V.

La società ha valutato l'opportunità di ricorrere, nel corso del 2018, all'attivazione di una ulteriore linea di finanziamento a lungo termine (10 anni) per un ammontare pari ad 1 miliardo e 500 milioni di euro e alla stipula del relativo contratto con Enel Finance International N.V. Questo al fine di rendere la struttura finanziaria della società più coerente con la natura dei propri investimenti e con la scadenza della concessione governativa (2030), oltre a ridurre il costo medio del debito a M/L termine approfittando delle favorevoli condizioni di mercato. Tale finanziamento permetterà di avere a disposizione le risorse finanziarie necessarie per lo sviluppo delle attività di investimento della società - in continuo aumento anche per lo sviluppo del progetto relativo all'installazione del contatore 2G - e di mantenere la policy di distribuzione degli utili mediante dividendo alla controllante.

L'operazione finanziaria, deliberata dal Consiglio di Amministrazione in data 19 dicembre 2017, prevede la stipula con la società Enel Finance International N.V. di un contratto di finanziamento di durata decennale, per un importo 1.500 milioni di euro ad un tasso da definirsi sulla base dell'*arm's lenght principle* e nel rispetto delle procedure di Transfer Price del Gruppo Enel. Con tale finanziamento, destinato alla copertura degli impieghi in attività immobilizzate, la struttura finanziaria di e-distribuzione risulterà maggiormente coerente con la natura del proprio business che è caratterizzato da un'alta intensità di capitale immobilizzato e da un orizzonte di ritorno degli investimenti ultradecennale.

Gestione del rischio fiscale e regime di adempimento collaborativo

L'istituto dell'adempimento collaborativo, introdotto in Italia con il d.lgs. n. 128/2015, è volto a riprodurre esperienze di altri Paesi che prima dell'Italia hanno attuato regimi analoghi e risulta conforme alle indicazioni dell'OCSE progressivamente elaborate in materia e volte a favorire un nuovo rapporto tra il Fisco e il contribuente.

In particolare, l'adempimento collaborativo rappresenta un regime facoltativo che propone un approccio di controllo ex ante da parte dell'Amministrazione finanziaria, rispetto al tradizionale intervento ex post, con la dichiarata finalità di dare risposta all'esigenza di garantire alle imprese una certezza nei rapporti con l'autorità fiscale, nonché una conseguente stabilità con riguardo alla variabile fiscale. Tale regime è basato sui seguenti principi:

- il contribuente deve dotarsi di un adeguato sistema di rilevazione, misurazione, gestione e controllo del rischio fiscale (cosiddetto *Tax Control Framework* – TCF);
- il contribuente si impegna a comunicare in modo tempestivo ed esauriente all'Agenzia delle Entrate i rischi fiscali e le fattispecie di incerta interpretazione;
- il contribuente ottiene certezza dall'Agenzia delle Entrate, su situazioni suscettibili di generare rischi fiscali, prima della presentazione della dichiarazione o prima dell'adempimento.

In seguito alla delibera del Consiglio di Amministrazione del 19 dicembre 2017, e-distribuzione S.p.A. in data 28 dicembre 2017 ha presentato apposita istanza per richiedere all'Agenzia delle Entrate - per sé e per la Capogruppo ENEL S.p.A. - l'ammissione al Regime di Adempimento Collaborativo (cd. *Cooperative Compliance*).

Da questo momento l'Agenzia delle Entrate avvierà in modo formale una attività istruttoria (per la quale è previsto un termine ordinatorio di 120 giorni) nel corso della quale saranno verificati i requisiti di ammissibilità per l'accesso al Regime, in primis l'idoneità del *Tax Control Framework*.

Quadro normativo e tariffario

Normativa Nazionale

Decreto Ministero dello Sviluppo Economico 16 marzo 2017

Il decreto definisce le norme volte a semplificare la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento alimentati da fonti rinnovabili, con una capacità di massima inferiore a 50 kW ai sensi dell'articolo 7-bis del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28. In analogia a quanto previsto per gli impianti fotovoltaici di piccola taglia, il decreto in oggetto prevede un cosiddetto "Modello Unico" che i gestori di impianti di produzione dovranno presentare ai fini dell'ottenimento della connessione.

Con la Legge di Bilancio di previsione 2018 (legge 27 dicembre 2017, n. 205), che ha attribuito all'Autorità compiti di regolazione anche nel settore dei rifiuti, l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI) è diventata ARERA, Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente.

Provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Testo Integrato Trasporto (TIT)

Con la delibera n.654/2015/R/eel l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (già AEEGSI e di seguito: Autorità) ha definito i criteri per il quinto periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica, in vigore dal 1° gennaio 2016 per una durata complessiva di otto anni (2016-2023).

Il nuovo periodo tariffario è stato inoltre suddiviso in due "sottoperiodi" della durata di quattro anni ciascuno (NPR1 per il 2016-2019 e NPR2 per il 2020-2023) con una revisione intermedia prevista nel 2020.

Con riferimento al primo sottoperiodo (NPR1 – 2016-2019), l'Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente, apportando però alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti in tariffa e alla vita utile regolatoria dei cespiti. In particolare, l'Autorità ha ridotto ad un anno, rispetto ai due previsti nel precedente periodo, il cosiddetto "lag regolatorio" (ovvero il ritardo del riconoscimento in tariffa della remunerazione dei nuovi investimenti), prevedendo al contempo l'eliminazione della maggiorazione di un punto percentuale del WACC. Quest'ultima misura era stata introdotta nel 2012 dall'Autorità proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Sulla base di questa modifica, gli operatori sono pertanto tenuti a notificare all'Autorità entro la fine dell'esercizio stesso il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così all'Autorità di inserirli nel calcolo della RAB già a partire dal 1° gennaio dell'esercizio successivo.

Conseguentemente, diviene possibile per gli operatori correlare il ricavo generato dagli investimenti effettuati con gli ammortamenti degli stessi. Sempre con riferimento alla remunerazione degli investimenti, il TIT 2016-2019 prevede che sia fatta salva la maggiore remunerazione del capitale investito prevista dal TIT 2012-2015 per alcune tipologie di investimento (ad es. trasformatori a basse perdite MT e BT, investimenti di rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici) entrati in servizio tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2015; tale maggiore remunerazione non è però prevista per gli investimenti effettuati a partire dal 1° gennaio 2016.

Inoltre, l'Autorità ha allungato a 35 anni (rispetto ai 30 anni dei precedenti periodi) la vita utile dei cespiti delle linee in bassa e media tensione entrate in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007.

Con riferimento alla determinazione e aggiornamento del livello dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha confermato la ripartizione simmetrica delle extra efficienze e la restituzione al 2019 delle efficienze conseguite e

mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del terzo e del quarto periodo regolatorio e ha fissato all'1,9% l'X factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa per l'attività di distribuzione.

Il TIT del periodo 2016-2019 prevede inoltre i seguenti meccanismi di perequazione dei ricavi tariffari da applicare alla fine di ciascun anno:

- un meccanismo di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela, a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall'Autorità (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa TD per i clienti domestici);
- un meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione, volto a compensare gli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

Con riferimento al secondo sottoperiodo (NPR2), l'Autorità ha annunciato il passaggio ad un nuovo approccio di regolazione basato sul controllo complessivo della spesa totale (c.d. approccio Totex).

Con la delibera n.286/2017/R/eel, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica per l'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2016. Secondo le previsioni del TIT 2016-2019, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2018.

Testo integrato WACC (TIWACC) - Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito

Con la delibera n.583/2015/R/com l'Autorità ha rivisto la metodologia di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), definendo un tasso pari al 5,6% per le attività di distribuzione e misura, valido per il triennio 2016-2019.

L'Autorità ha infatti fissato in sei anni (2016-2021) la durata del periodo regolatorio del WACC, prevedendo un meccanismo di aggiornamento a metà periodo (quindi nel 2019), in modo da consentire aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale macroeconomico (sulla base dei valori che i principali parametri della formula registreranno nel corso del 2018). In particolare, il TIWACC allegato alla suddetta delibera n.583/2015/R/com descrive nel dettaglio la metodologia per la determinazione del WACC ed il relativo aggiornamento, riportando tutti i parametri che compongono la relativa formula di calcolo.

Testo Integrato sulla Misura (TIME)

Con la delibera n.654/2015/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 (TIME)".

Con la delibera n.458/2016/R/eel l'Autorità ha completato e razionalizzato la regolazione del servizio di misura, aggiornando il TIME già emanato con la delibera n. 654/2015/R/eel.

Con la nuova versione del TIME con efficacia dall'1 gennaio 2017, sono state integrate in un unico provvedimento la regolazione della misura dell'energia immessa e prelevata e dell'energia prodotta, rivedendo le definizioni sottostanti e le responsabilità delle diverse operazioni che compongono l'attività di misura, nonché specificando le responsabilità del servizio di misura.

Con la delibera n.287/2017/R/eel, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di misura dell'energia elettrica per l'anno 2017, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2016. Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2017, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sono state pubblicate nei primi mesi dell'anno 2018, sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2016.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di misura intelligenti di seconda generazione

Con la delibera n.222/2017/R/eel l'Autorità, a conclusione dell'iter istruttorio svolto secondo il percorso abbreviato (fast track), ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione di messa in servizio dello *smart metering* di seconda generazione (2G) con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1 gennaio 2017. Con la stessa delibera, l'Autorità ha definito anche il costo standard rispetto al quale calcolare gli incentivi all'efficienza.

La delibera n.222/2017/R/eel ha individuato alcune condizioni specifiche associate all'approvazione del piano a tutela dei clienti finali e dell'efficienza del servizio. In particolare, l'Autorità ha richiesto con riferimento alla cosiddetta *chain 2* (ossia al canale di comunicazione dei dati del misuratore in locale al cliente finale dotato di appositi dispositivi utente) di monitorare l'effettivo funzionamento in campo, per un periodo di almeno 4 mesi nel 2017, delle performance della comunicazione tra contatore e dispositivo utente per un massimo di 1000 dispositivi. Con la delibera n.777/2017/R/eel l'Autorità ha esteso la durata del monitoraggio al 30 aprile 2018.

Sempre in tema di contatori 2G, nel corso del 2017 l'Autorità ha disciplinato anche i seguenti aspetti:

- con la delibera n.229/2017/R/eel, la configurazione che i contatori 2G devono avere al momento dell'installazione e i relativi obblighi informativi a vantaggio dei clienti finali;
- con la delibera n.248/2017/R/eel, le modalità e le tempistiche di messa a disposizione al Sistema Informativo Integrato (SII) e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G;
- con la delibera n.700/2017/R/eel, le modalità per il passaggio a trattamento orario ai fini del settlement dei punti dotati di contatore 2G, a partire dal mese di settembre 2018.

Procedura di risoluzione delle controversie tra operatori economici

Con la delibera n.338/2017/E/com, l'Autorità amplia le possibilità di tutela dei *prosumer* permettendo loro, indipendentemente dal fatto che la potenza dei propri impianti sia superiore o inferiore a 0,5 MW, la duplice opzione di presentare un reclamo direttamente all'Autorità (ai sensi della delibera n.188/2012/E/com) oppure di rivolgersi, in prima battuta, al Servizio Conciliazione e, ove la controversia non venga in questa sede in tutto o in parte risolta, presentare poi reclamo all'Autorità. Nella pratica, con la delibera sopracitata per i *prosumer* dotati di impianti con potenza sino a 0,5 MW, lo strumento della conciliazione da obbligatorio diventa facoltativo.

Testo Integrato delle Connessioni (TIC)

Con la delibera n.654/2015/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas delle condizioni del servizio di connessione, per il periodo 2016-2019 (TIC)". L'Autorità anticipa il processo di razionalizzazione complessiva della disciplina in materia di connessione per punti attivi e passivi a valere dall'1 gennaio 2017.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

La delibera n.581/2017/R/eel ha modificato il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), al fine di implementare le disposizioni previste dal decreto ministeriale 16 marzo 2017 recante i Modelli Unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti di microgenerazione ad alto rendimento e per la realizzazione, la connessione e l'esercizio degli impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili. Inoltre, prevede che le semplificazioni introdotte nella Variante V1 alla Norma CEI 0-21 in merito ai requisiti tecnici per la connessione degli impianti di produzione di piccolissima taglia (cioè di potenza inferiore a 800 W) trovino immediata applicazione.

Testo Integrato Vendita (TIV)

Il Testo Integrato della Vendita, stabilisce, tra l'altro, le modalità attraverso cui le imprese distributrici devono regolare:

- le partite economiche relative all'approvvigionamento dell'energia elettrica utilizzata per gli usi propri di distribuzione e di trasmissione;
- la differenza tra le perdite effettive e le perdite standard riconosciute sulla rete di distribuzione (c.d. delta perdite).

In merito al secondo punto, il TIV prevede uno specifico meccanismo di perequazione a regolazione del valore della differenza tra le perdite effettive e le perdite standard, definite queste ultime mediante l'applicazione all'energia elettrica immessa e prelevata di fattori di perdita standard. Tale meccanismo ha la finalità di incentivare ciascuna impresa di distribuzione al contenimento delle perdite. Attraverso questo meccanismo di perequazione, la differenza (positiva o negativa) tra le perdite effettive e le perdite standard, valutata al prezzo di cessione dell'energia elettrica praticato dall'Acquirente Unico agli esercenti la maggior tutela, è posta in capo alle imprese distributrici.

Con riferimento alla definizione e al contenimento delle perdite di rete, l'Autorità ha avviato, con la delibera ARG/elt n.52/2011, un procedimento finalizzato a valutare l'adeguatezza dei fattori percentuali convenzionali di perdita sulle reti di distribuzione e trasmissione e la loro eventuale revisione.

Con la delibera n.196/2011, l'Autorità ha stabilito, oltre alla revisione per l'anno 2012 dei fattori di perdita standard di cui alla tabella 4 del "Testo Integrato del Settlement" (TIS), di definire, fra l'altro, modalità di determinazione e di riconoscimento della differenza tra perdite effettive e perdite standard che tengano in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite effettive della rete di distribuzione e il mantenimento degli incentivi in capo alle imprese distributrici per la minimizzazione delle perdite medesime.

Con la delibera n. 175/2012, l'Autorità al fine di tenere conto del forte sviluppo della generazione distribuita, ha ritenuto opportuno differenziare i fattori standard di perdita tra prelievi e immissioni, definendo pertanto appositi coefficienti da applicare ai punti di immissione in media e bassa tensione.

Con la delibera n. 559/2012, l'Autorità ha definito i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicarsi nel 2013 rivedendo il fattore di perdita standard da applicare all'energia elettrica prelevata sulle reti di media tensione e confermando il fattore di perdita vigente nel 2012 da applicare all'energia elettrica prelevata sulle reti di bassa tensione; con tale delibera ha anche avviato un progetto di studio sul funzionamento delle reti elettriche, che si avvale dell'assistenza del Politecnico di Milano, in particolare relativamente al fenomeno delle perdite di rete, propedeutico alla revisione del meccanismo di perequazione delle perdite disciplinato nel TIV.

L'Autorità, con la medesima delibera, ha inoltre stabilito l'introduzione di un meccanismo transitorio di perequazione tra imprese distributrici in materia di perdite di rete, da applicare nel 2013 a valere sulle perdite dell'anno 2012, finalizzato a contenere la differenziazione tra le imprese dei saldi di perequazione. Il meccanismo trasferisce parte del premio dovuto alle imprese che hanno perdite effettive inferiori alle perdite standard a riduzione della penale dovuta dalle imprese distributrici che hanno, invece, perdite effettive superiori alle perdite standard.

Con la delibera n.608/2013 l'Autorità ha esteso il meccanismo transitorio di perequazione tra le imprese di distribuzione per l'anno 2014 a valere sulle perdite 2013, elevando la quota di restituzione a carico delle imprese in surplus dal 50% al 75%, e di limitare la restituzione nei confronti delle imprese in deficit in maniera tale che almeno la metà degli importi resi disponibili ritorni al sistema sotto forma di trasferimento a favore dei clienti finali.

Con la delibera n.377/2015/R/eel, l'Autorità ha completato la disciplina delle perdite sulle reti di distribuzione prevedendo, a decorrere dal 1° gennaio 2016:

- la revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita, che tiene conto della diversificazione delle perdite sulle reti di distribuzione a livello territoriale e della distinzione tra fattori di perdita standard per le perdite tecniche e fattori di perdita standard per le perdite commerciali;

- la semplificazione del calcolo corrispondente alla differenza tra perdite effettive e perdite standard, superando la vigente separazione tra l'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo dei clienti finali del mercato libero rispetto all'energia elettrica fornita nell'ambito del servizio di tutela;
- un percorso temporale di efficientamento relativo al contenimento delle perdite di natura commerciale;
- l'implementazione su base triennale di un meccanismo di attenuazione dei tassi di efficientamento dei fattori di perdita standard per le perdite commerciali, per tener conto degli interventi che le imprese di distribuzione possono mettere in atto per contrastare, in particolare, il fenomeno dei prelievi fraudolenti di energia elettrica.

Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF)

Con la delibera n.296/2015/R/com l'Autorità ha disciplinato gli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti del settore dell'energia elettrica e del gas. La delibera n. 296/15 ha confermato le regole di separazione funzionale già definite con la delibera n.11/07 (Testo Integrato Unbundling - TIU), a seguito della quale e-distribuzione S.p.A. aveva già adeguato a tali regole la governance e i processi interni, introducendo alcune novità.

In particolare, il TIUF nel Titolo V articolo 17 ha previsto l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione; e-distribuzione ha deciso di proporre ricorso innanzi al TAR Lombardia in merito alle previsioni dei punti 17.2 e 17.6 del TIUF, ricorso poi respinto dallo stesso TAR.

In esecuzione della sentenza TAR, come previsto dalla delibera, a partire dal 30 giugno 2016 Enel Distribuzione ha modificato la propria denominazione sociale (e relativo marchio) assumendo quella di "e-distribuzione S.p.A."

La società ha impugnato la sentenza del TAR dinanzi al Consiglio di Stato e si è ancora in attesa degli esiti di tale impugnativa.

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC)

La delibera n. 231/14 dell'Autorità ha introdotto uno specifico Testo integrato sull'unbundling contabile per il settore elettrico e gas (TIUC).

Con la delibera n.137/2016/R/com l'Autorità ha integrato il TIUC previsto in precedenza solo per il settore elettrico e del gas con l'introduzione di obblighi di separazione contabile anche in capo ai gestori del Servizio Idrico Integrato. Per il settore energy la delibera n. 137/2016 ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla delibera n. 231/14.

Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC)

La delibera n.276/2017/R/eel ha aggiornato il Testo Integrato Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC), il Testo Integrato Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e gli altri provvedimenti dell'Autorità correlati, a seguito delle disposizioni previste dall'articolo 6, comma 9, del decreto-legge 244/16 cd. "Milleproroghe".

Con la delibera n.582/2017/R/eel l'Autorità ha posticipato la data di applicazione del TISDC, in relazione alle RIU (Reti interne di utenza), dall'1 ottobre 2017 all'1 gennaio 2018.

La successiva delibera n.894/2017/R/eel ha aggiornato la definizione di unità di consumo di cui al TISSPC e TISDC e ha posticipato al 30 giugno 2018 la data entro cui:

- i cosiddetti clienti finali "nascosti" siano tenuti ad auto-dichiararsi;
- i gestori degli ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi) debbano inviare le informazioni per permettere all'Autorità la predisposizione del Registro degli ASDC.

Infine, con la delibera n.921/2017/R/eel l'Autorità ha definito le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, disciplinato dal decreto del Ministro

dello sviluppo economico 21 dicembre 2017, in coerenza con la struttura tariffaria dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico definita dalla delibera n.481/2017/R/eel e con prima attuazione che decorre dal 1° gennaio 2018 per le RIU. Tale deliberazione ha aggiornato il TISSPC e il TISDC per tenere conto della nuova disciplina delle imprese a forte consumo di energia elettrica.

Testo Integrato Fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF)

Con delibera n. 463/2016/R/com l'Autorità ha emanato il nuovo Testo integrato della fatturazione del servizio di vendita al dettaglio (TIF), in vigore dal 1° Gennaio 2017, introducendo indennizzi a carico dei distributori in caso di mancata lettura dello stesso punto reiterata per più di due volte consecutive nonché ulteriori obblighi in tema di misura. La successiva delibera n. 738/2016/R/com che modifica il TIF ha escluso però dai casi di applicazione degli indennizzi quelli in cui si riscontra l'inaccessibilità del contatore per cause imputabili al cliente finale ed aumenta per il solo 2017 i mesi di mancata lettura effettiva – oggetto di indennizzo – al fine di consentire ai distributori di energia elettrica di adeguare i processi del servizio di misura alle nuove disposizioni.

Testo Integrato Morosità Elettrica (TIMOE)

Con delibera n.258/2015/R/com e s.m.i. è stato emanato il Testo Integrato per la Morosità Elettrica (TIMOE), in vigore dal 1° Luglio 2016, che introduce nuove misure indennitarie a carico dei Distributori in caso di mancato rispetto delle tempistiche previste per gli interventi di sospensione e interruzione dei punti di fornitura. In particolare, la delibera ha previsto specifici indennizzi in caso di esecuzione e comunicazione tardiva degli esiti dell'intervento di distacco, l'obbligo di fatturazione del servizio al 50% nel periodo di ritardo dell'esecuzione degli interventi e l'obbligo di comunicazione della fattibilità tecnica e stima di massima del costo dell'interruzione in caso di esito negativo della sospensione.

Riforma delle tariffe elettriche per i clienti domestici

Si ricorda che, con delibera n. 782/2016/R/eel, l'Autorità ha previsto, a partire dal 1° gennaio 2017, il completo superamento della progressività tariffaria per quanto riguarda la tariffa di distribuzione.

Per gli oneri generali di sistema è stato previsto, invece, per il 2017 un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività. La riforma sugli oneri di sistema sarebbe dovuta entrare a regime dal 1° gennaio 2018, con il completo abbandono della struttura progressiva. Con la Segnalazione n.733/2017//EEL del 2 novembre 2017 al Governo e al Parlamento e con la Memoria del 30 novembre 2017 (provvedimento 805/2017//EEL) richiesta dal Presidente della X Commissione della Camera dei deputati, l'Autorità ha, tuttavia, evidenziato gli effetti, a partire dal 2018, sulla spesa annua per energia elettrica dei clienti domestici dovuti agli aggiornamenti tariffari conseguenti sia alla revisione della disciplina sulle agevolazioni alle imprese energivore sia all'ultima fase della riforma tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti domestici. A seguito delle indicazioni ricevute da Governo e Parlamento, rispettivamente con le Risoluzioni parlamentari del 13 dicembre 2017 e con la Comunicazione 14 dicembre 2017, l'Autorità con la delibera n. 867/2017/R/eel ha differito l'attuazione dell'ultima fase della riforma degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, prevedendo di mantenere fino al 31 dicembre 2018 le strutture tariffarie attualmente vigenti.

Riforma struttura oneri generali di sistema

Con la delibera n.922/2017/R/eel l'Autorità dà attuazione a quanto disposto dalla delibera n.481/2017/R/eel, prevedendo che, a decorrere dal 1° gennaio 2018, le aliquote degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti da applicare a tutte le tipologie di contratto di cui al comma 2.2 del TIT siano distinte in "Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione" (ASOS), "Rimanenti oneri" (ARIM), UC3 e UC6.

Con la delibera citata viene implementata la riforma della struttura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, in attuazione della legge n.21 del 25 febbraio 2016.

Riforma agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia

Nell'ambito della riforma degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici, con la delibera n. 921/2017/R/EEL l'Autorità ha definito le disposizioni attuative per il riconoscimento delle agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia, come disciplinato dal decreto del Ministro dello sviluppo economico del 21 dicembre 2017, con decorrenza 1° gennaio 2018.

La delibera prevede l'applicazione di aliquote differenziate della componente ASOS (secondo il nuovo raggruppamento degli oneri generali introdotto con la Delibera n. 481/2017/R/EEL) tra clienti non agevolati e clienti agevolati, ossia a forte consumo di energia, in funzione della classe di agevolazione di appartenenza, come definita dal decreto MISE del 21 dicembre 2017.

Codice di Rete

In seguito alla conclusione del processo di consultazione avviato con Documento di consultazione n. 612/2013, l'Autorità ha emanato con la delibera n. 268/2015/R/eel il c.d. Codice di Rete (CADE) volto a disciplinare il servizio di trasporto dell'energia elettrica, con particolare riferimento a disposizioni in merito alle garanzie contrattuali ed alla fatturazione del servizio. Il provvedimento ha inoltre stabilito l'eliminazione a partire dal 2016 della quota di inesigibilità sul fatturato trattenuta dai distributori a fronte del rafforzamento del suddetto sistema di garanzie.

Con la delibera n. 447/2015/R/eel, l'Autorità ha disposto il differimento dell'efficacia delle parti del Codice previste per ottobre 2015, allineando così tutti i termini di entrata in vigore a gennaio 2016. Successivamente, con la delibera n. 609/2015/R/eel, è stato eliminato il requisito del possesso del rating per le banche e le assicurazioni che emettono le fidejussioni (fermo restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

Con riferimento al calcolo delle garanzie prestate dai venditori, la sentenza del Consiglio di Stato del 24 Maggio 2016 ha annullato la delibera n. 612/2013/R/eel, stabilendo che le stesse debbano essere calcolate al netto degli oneri di sistema. La sentenza ha comunque demandato all'autonomia contrattuale delle parti, nella stipulazione dei singoli contratti di trasporto, la regolazione eventuale di questo profilo.

Diverse società di vendita e un'associazione di settore, rifacendosi a tale sentenza, hanno successivamente presentato ricorso anche avverso il CADE chiedendo proprio l'annullamento della previsione che include gli oneri di sistema all'interno delle garanzie. Il TAR Lombardia con sentenze 31 Gennaio 2017 n.237, 238, 243 e 244 ha accolto tali ricorsi annullando l'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri non riscossi dai clienti finali e sancendo inoltre l'illegittimità della risoluzione del contratto per inadempimento relativo al pagamento degli oneri laddove non incassati.

In ottemperanza alle suddette sentenze del TAR, l'Autorità con delibera 109/2017/R/eel ha stabilito una disciplina transitoria che ha previsto una riduzione del 4,9% sull'importo delle garanzie relativo agli oneri di sistema ed ha avviato una revisione del Codice di Rete con documento di consultazione 597/2017/R/eel. Nelle more di pervenire alla suddetta riforma, il Consiglio di Stato ha confermato le decisioni del TAR con sentenze n. 5619 e 5620.

La Determinazione DMEG/PFI/13/2016 ha definito le tipologie standard di fattura e le relative modalità di emissione. L'entrata in esercizio degli standard è stata dapprima fissata a partire dall' 1 aprile 2017 ed in seguito posticipata al 1 maggio 2017.

Testo Integrato della Regolazione *Output-Based* dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica (TIQE)

Con riferimento alle tematiche relative all'incremento della Resilienza delle reti di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, la delibera 127/2017/R/eel ha introdotto l'estensione degli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate (o di lunga durata), a carico degli operatori di rete, e le modalità di compartecipazione fra gli stessi operatori al raggiungimento del limite delle 72 ore.

La successiva delibera n.861/2017/R/eel ha modificato il TIQE precisando alcuni aspetti della regolazione della qualità del servizio di distribuzione quali l'accesso al Fondo per Eventi Eccezionali da parte degli operatori di rete, la comunicazione dei dati di qualità della tensione, il computo dei tempi per le prestazioni di qualità commerciale del servizio elettrico.

Provvedimenti dell'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni

Con la delibera n.162/17/CIR, l'Autorità per le Garanzie nelle Comunicazioni (AGCOM) ha definito i corrispettivi per l'accesso da parte degli operatori di telecomunicazioni all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione per la posa di fibra ottica, ai sensi del Decreto Legislativo 15 febbraio 2016, n. 33. Di conseguenza e-distribuzione ha pubblicato i seguenti tre documenti sul proprio sito internet: le Condizioni generali di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione, il Regolamento tecnico e le Norme tecniche nei quali sono recepite tali disposizioni dell'AGCOM. L'Autorità dovrà definire le forme di condivisione dei benefici, anche economici, tra gestori di rete e clienti finali del servizio elettrico (il cosiddetto meccanismo di *claw back* di una quota delle nuove entrate del distributore conseguenti alla messa a disposizione delle infrastrutture elettriche).

Efficienza energetica - Certificati bianchi

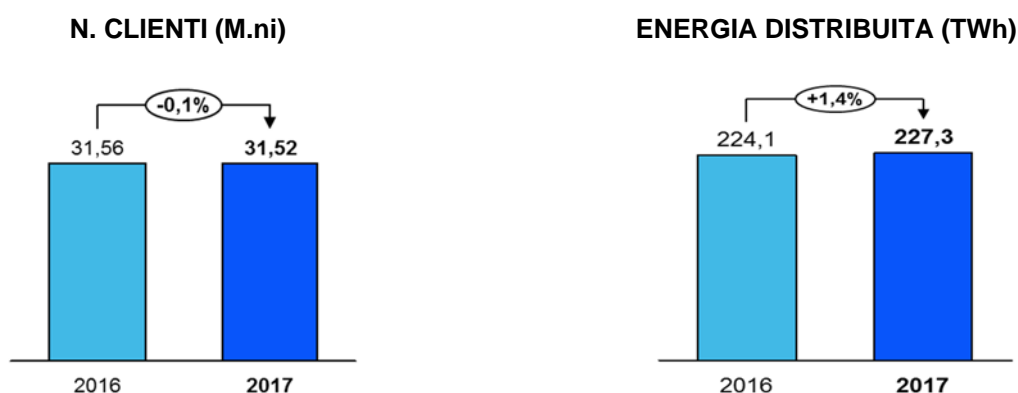
L'obiettivo di promozione dell'efficienza energetica negli usi finali è stato perseguito in Italia principalmente attraverso il meccanismo dei Certificati Bianchi (o Titoli di Efficienza Energetica, di seguito anche TEE), avviato dal 1° gennaio 2005 secondo le disposizioni contenute nei decreti del 20 luglio 2004.

Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (o MISE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Con il decreto interministeriale dell'11 gennaio 2017 sono stati definiti i nuovi obiettivi di efficienza energetica per gli anni 2017-2020 nonché le nuove Linee per il funzionamento del meccanismo dei TEE. Per maggiori approfondimenti si rinvia al paragrafo "Politica ambientale – Risparmio energetico negli usi finali".

Andamento operativo

Premessa



e-distribuzione S.p.A. si rivolge a circa 31,52 milioni di clienti del mercato finale (libero, di salvaguardia e di maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2017 complessivamente 227,3 TWh (224,1 TWh dato aggiornato 2016). Si registra un incremento dell'energia distribuita dell'1,4% rispetto all'anno precedente in coerenza con la crescita della domanda di energia elettrica in Italia, che nel 2017 è stata pari a 320,44 TWh rispetto ai 314,26 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato al 2016).

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione S.p.A. con la gestione di 4,3 M.ni di Switching di cui il 96% verso il Mercato Libero ed il 4% di rientri in Maggior Tutela; complessivamente nel corso del 2017 si è determinato un passaggio di circa 1.364.000 ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

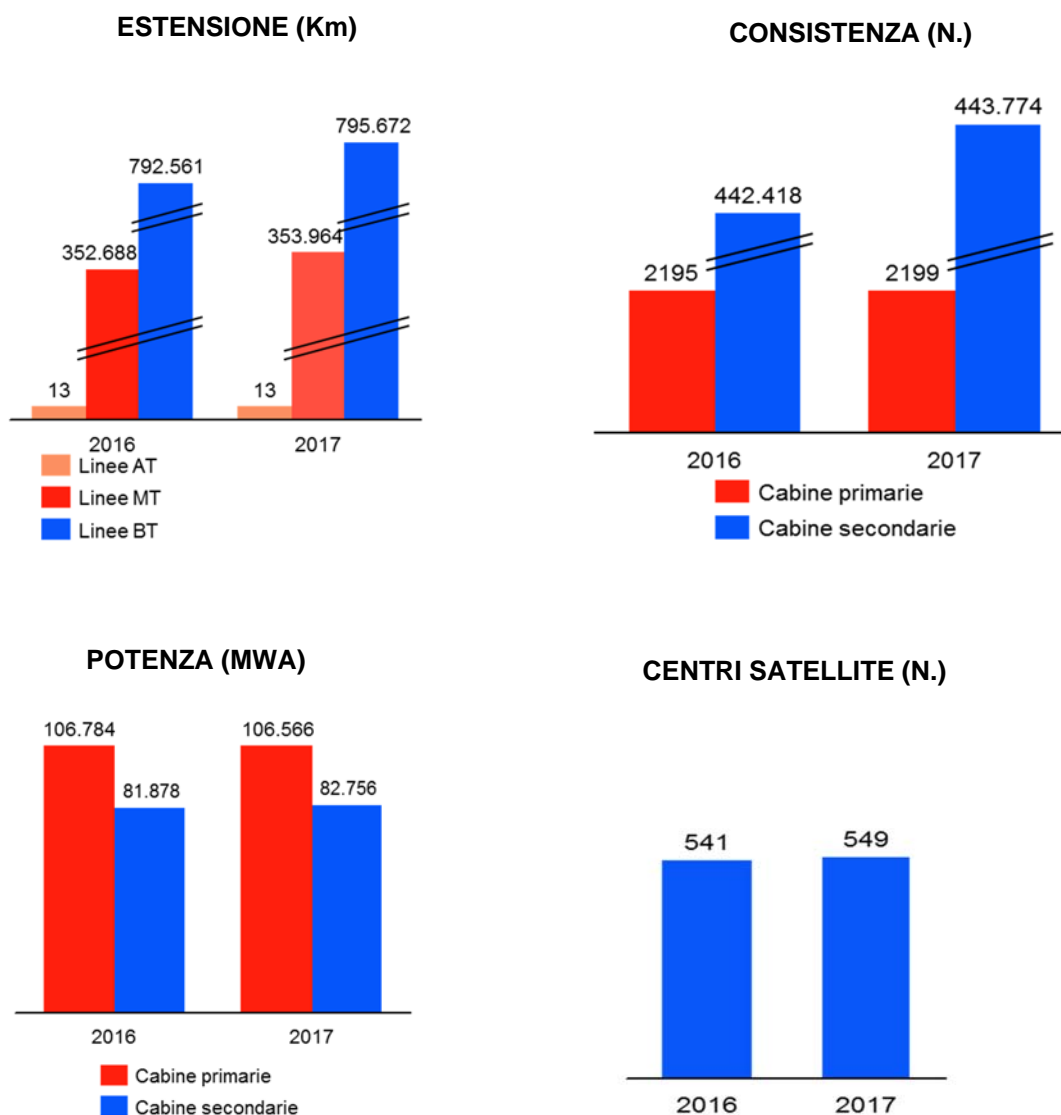
Nel corso del 2017 si è registrata vendita di potenza pari a circa 4,5 GW di cui:

- 2,9 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 2,86 GW per contributi a forfait e 0,04, GW per contributi a preventivo);
- 1,6 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,4 GW per contributi a forfait e 0,2 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2017 è la seguente:



La strategia di intervento sulla rete di e-distribuzione S.p.A. è focalizzata su tre direttrici principali:

- lo sviluppo tecnologico dei nuovi componenti, volto a limitare l'insorgere di condizioni di guasto ed aumentarne l'affidabilità;
- l'innovazione di sistema, indirizzata a contenere gli effetti degli eventi di rete sulla clientela connessa;
- la manutenzione mirata, per prevenire il verificarsi di guasti, indirizzata dall'analisi delle condizioni di esercizio della rete.

Rientrano nello sviluppo tecnologico dei componenti l'utilizzo del cavo aereo sulle linee MT, la standardizzazione di quadri MT compatti isolati in gas e, più in generale, tutti i piani e gli interventi volti al superamento dell'isolamento in aria.

Rientrano nell'innovazione di sistema i grandi programmi di telecontrollo ed automazione della rete, quali, ad esempio, la messa a terra del neutro mediante impedenza con installazione delle "Bobine di Petersen", che consente di contenere le correnti di guasto monofase a terra e conseguentemente gli effetti di tali guasti, e l'automazione delle

cabine MT/BT, che permette l'individuazione e la selezione mediante algoritmi automatici dai tronchi delle sole porzioni di rete affette da guasto, allo scopo di limitare i disservizi in termini di tempo ed area interessata. A fine 2017 la percentuale di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen è oltre l'80% del totale, mentre la percentuale di linee MT automatizzate si conferma ben oltre il 70%.

Rientrano nella manutenzione mirata l'analisi evoluta degli eventi di esercizio, gli applicativi informatici di monitoraggio ed i sistemi di gestione e che, insieme, permettono di ridurre la manutenzione su guasto e di indirizzare gli interventi sulle attività di manutenzione preventiva, focalizzata sulla qualità del servizio.

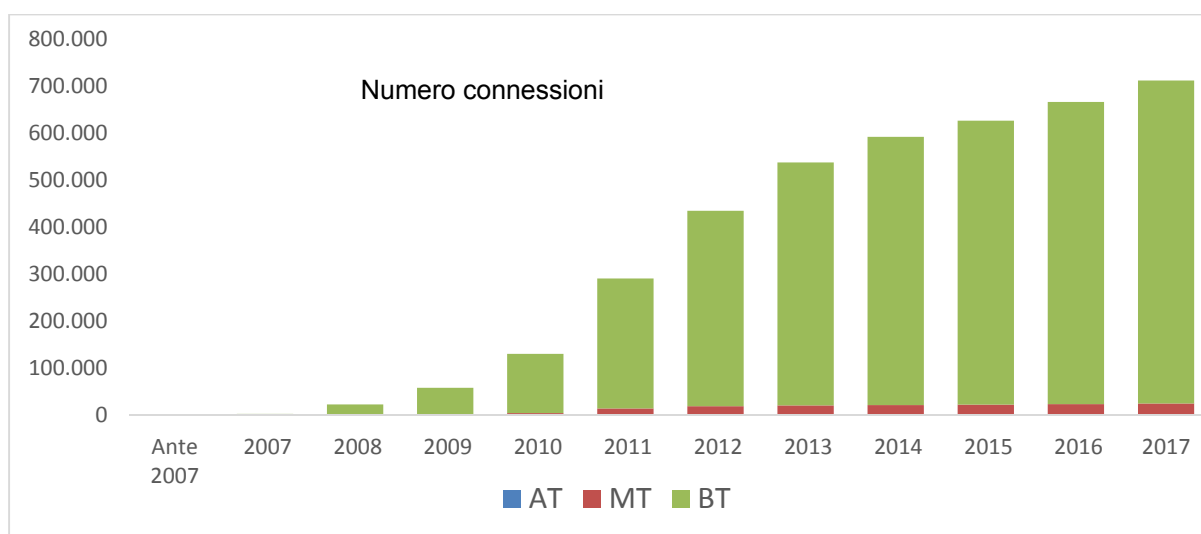
L'esperienza già maturata da e-distribuzione S.p.A. nel campo dell'automazione di rete e l'introduzione di dispositivi innovativi per l'individuazione e la selezione dei guasti lungo la linea costituiscono, insieme alla realizzazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga ed "always on", i presupposti per la realizzazione dei sistemi di distribuzione del futuro (es.: selettività logica dei guasti con tempi di intervento entro il secondo).

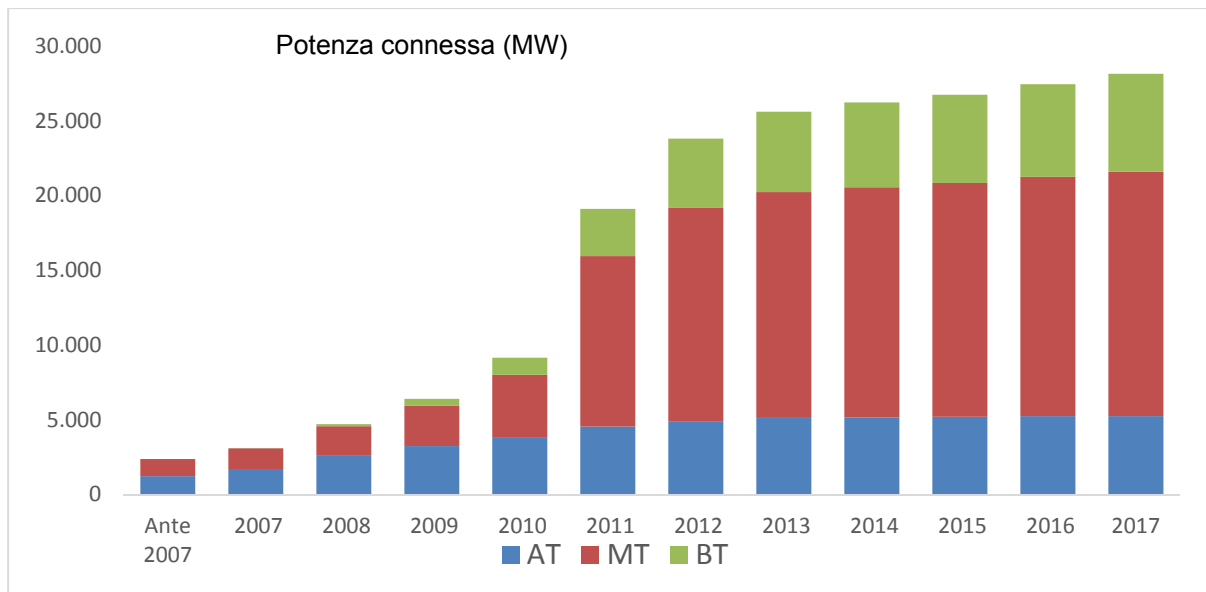
Nel corso del 2017 si sono portati avanti importanti progetti sperimentali per la misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grids".

Generazione Distribuita

Nel corso del 2017 si è registrato un lieve incremento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. Sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 45,6 mila impianti (40.000 nel 2016), per una potenza di circa 0,72 GW (0,70 GW nel 2016) di cui oltre il 99% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 364 MW circa
- eolico: 115 MW circa
- gas di scarica e biomasse: 21 MW circa
- biogas: 24 MW circa
- idraulica: 77 MW
- altre fonti: 115 MW





Sono connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. 711.760 produttori, per una potenza di connessione complessiva pari a 28,1 GW: risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a quasi 22,9 GW. L'impatto della generazione distribuita ha effetto anche sulle modalità e i criteri di esercizio e gestione della rete, che si sono in parte modificati per effetto della trasformazione della rete da "passiva" in "attiva".

Sono stati inoltre introdotti criteri e procedure per il distacco di generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale.

Qualità del servizio tecnico

Nel corso del 2017 e-distribuzione S.p.A. ha continuato ad effettuare interventi sulle reti di distribuzione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, monitorata dagli indicatori stabiliti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, con l'obiettivo di allinearsi ai migliori standard europei e di ridurre il divario tra le diverse aree geografiche del Paese.

I dati di continuità del servizio per l'anno 2017, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2018 all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e solo successivamente, al completamento delle procedure di verifica, potranno essere consolidati per l'assegnazione dei premi e delle penalità per la qualità del servizio.

Per il 2017, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale, rispetto ai livelli raggiunti nel 2016, un incremento dell'indicatore di durata media cumulata delle interruzioni lunghe mentre, per l'indicatore del numero medio delle interruzioni lunghe e brevi per cliente BT sono confermati i buoni risultati già raggiunti lo scorso anno.

Il 2017 è stato caratterizzato da eccezionali eventi meteorologici. Particolarmente critiche sono state le nevicate e gli eventi sismici del Centro Italia verificatisi con particolare intensità a Gennaio, l'elevate temperature dei mesi estivi, le trombe d'aria in Friuli e Veneto nonché le nevicate e forte vento di Novembre e Dicembre e nubifragi ed esondazioni in Toscana, Liguria ed Emilia Romagna.

Riguardo alle ondate di calore si evidenzia che:

- Il 2017 è stato in Italia l'anno con la peggiore siccità da quanto esistono misurazioni accurate, cioè dal 1800 a oggi. Lo ha rivelato l'Istituto di scienze dell'atmosfera e del clima del Consiglio nazionale delle ricerche (Isac-Cnr) analizzando le serie storiche delle banche dati.

- Anche dal punto di vista delle temperature il 2017 ha fatto registrare numeri record. In Italia c'è stata un'anomalia di +1,3 gradi sulla media di riferimento, posizionando l'anno al quarto posto tra i più caldi di sempre. Il mese di Luglio è stato il più caldo dal 1880.

Elevate temperature e siccità costituiscono fattori determinanti per il verificarsi di guasti su cavi interrati.

I premi relativi al Titolo IV della delibera dell'Autorità n. 646/15 (per risultati della durata cumulata delle interruzioni per Cliente BT e del numero delle interruzioni lunghe più brevi) fanno registrare un saldo attivo molto positivo.

Gestione operativa

Eccellenza operativa

Il 2017 è stato caratterizzato da un impegno costante che ha garantito, nell'ottica del miglioramento continuo, l'eccellenza operativa dei processi aziendali.

Tra le iniziative da segnalare, si evidenzia lo sviluppo dei lavori MT sotto tensione; questo progetto, avviato nel 2013, ha avuto nel corso del 2017 un sviluppo notevole su due direttrici:

- Formazione di nuove Squadre: sono state formate 5 nuove Squadre per Lavori Sotto Tensione (LST) per l'esecuzione di attività a distanza su isolamento sospeso, completando così la prima parte del progetto che prevedeva la creazione di una Squadra in ciascuna Distribuzione Territoriale Rete (DTR); inoltre è stata formata una Squadra per l'esecuzione di attività a distanza su isolamento rigido.
- Esecuzione degli interventi: nonostante il forte impegno in termini di docenza da parte di due Squadre (LST) per il punto precedente, sono stati effettuati 379 interventi sotto tensione, record storico per l'azienda, da parte delle 6 Squadre (LST) operative.

Nel corso del 2017 è stata ultimata l'estensione dell'allestimento Work Force Management (WFM) a tutto il parco dei mezzi speciali al fine di garantire una più efficace ed efficiente gestione delle attività operative svolte in campo.

Con il fine di aumentare la sicurezza dei veicoli, nel 2017 inoltre sono state avviate delle sperimentazioni di tecnologie per la prevenzione e la mitigazione delle collisioni attraverso avvisi specifici al conducente.

Tra le principali attività che hanno coinvolto lo sviluppo del WFM nel 2017 ci sono stati gli adeguamenti necessari a permettere l'estensione della piattaforma alle Imprese, con la consegna in comodato d'uso gratuito di circa 4.600 smartphone utilizzati per:

- Virtual Check Point Contractor (VCPC), applicativo mobile che consente alle Imprese ed a e-distribuzione di monitorare in real time e per i diversi cantieri allestiti, la coerenza su ambito Safety, tra le attività commissionate e la specializzazione delle risorse impiegate; nell'anno 2017 è stato implementato anche la modalità d'uso dell'applicativo VCPC tramite canale A2A, consentendo una gestione semplificata da parte delle imprese, inoltre nuove funzionalità sono state rese disponibili quali la gestione informatizzata degli asset in comodato d'uso oltre ad una reportistica sul corretto stato di gestione dei cantieri
- L'esecuzione di attività di Gestione Utenza, la raccolta letture di CE in errore di telelettura e per le attività del Piano di Sostituzione di Contatori Elettronici di seconda generazione

Proseguendo sul tema delle ottimizzazioni ai processi che coinvolgono le Imprese Appaltatrici, un altro importante sviluppo completato ha consentito di automatizzare la creazione di Ordine e LCL e la consuntivazione delle distinte materiali per gli interventi su guasto. Tale modalità, oltre ad ottimizzare il processo, riduce notevolmente il tempo di latenza della consuntivazione dei materiali oltre ad azzerare totalmente l'operatività del tecnico. Nel 2017 inoltre sono stati previsti sviluppi che consentono all'Impresa l'acquisizione automatica di prestazioni e materiali (mediante lettura barcode) direttamente dal campo.

Nell'anno 2017 al fine di migliorare il livello gestione informatizzata dei dati correlati alla gestione dei rifiuti prodotti dalle imprese appaltatrici nell'ambito dei lavori affidati, è stato rilasciato ad uso delle imprese il Sistema di Gestione Rifiuti "Si.Ge.Ri". Tale sistema assicura la completa gestione delle fasi di processo, quale di monitoraggio della validità delle autorizzazioni al trasporto rifiuti, iscrizione degli impianti di conferimento oltre che alla puntuale corrispondenza tra rifiuti prodotto e il Formulario di Identificazione Rifiuto-FIR.

Fra le iniziative di rilievo del 2017 si fa anche presente lo sviluppo dell'applicazione mobile e-COM (e-distribuzione - Clock On Mobile), per il rilievo delle timbrature del personale operativo direttamente da Smartphone WFM.

Nel corso del 2017 il sistema informatico di assegnazione lavori alle squadre di e-distribuzione, ADL, è stato oggetto di numerosi sviluppi lungo diverse direttrici, in particolare si segnalano la realizzazione di funzionalità specifiche per:

- Integrazione con i sistemi di gestione della qualità commerciale, traducendone la gestione delle attività quali i reclami, la corrispondenza verso i clienti, gli appuntamenti e sospensive inseribili anche dal campo in modalità strutturata e supportata dal sistema.
- Supporto alle attività di telegestione, prevedendo l'indirizzo di attività direttamente all'interno dell'unità specifica di Zona (Rete e Telegestione), con la possibilità di gestire allegati e schede tecniche su smartphone per una risoluzione strutturata delle anomalie (es. interventi su apparati, verifica segnale, aggiornamento legami in SIGRAF e azioni di backoffice).
- Gestione strutturata a sistema delle attività relative al piano massivo letture di Contatori Elettronici con modalità standardizzata per l'affidamento a terzi delle mancate teleletture, anche in regime di subappalto.
- Gestione distribuita tra diverse unità della Zona (Gestione Connessioni, Verifiche Clienti, Unità Operative Rete) delle attività direttamente emesse da CEF per i cambi non eseguiti o non consegnabili a terzi.

Nel 2017 è inoltre stata sviluppata l'applicazione delle attività affidate a terzi, ovvero il sistema FBI (Force Beat Impresa). Sono state completate le funzionalità grafiche per il supporto dell'assegnazione massiva sia per sostituzione contatori che di lettura.

È in fase di sviluppo (con entrata in esercizio nel 2018) il nuovo sistema denominato Force Beat, modulo del più ampio sistema Beat che sostituirà integralmente ADL (Assegnazione Dinamica Lavori) ed FBI e quindi gli attuali sistemi di assegnazione al personale e-distribuzione e impresa.

Sono state introdotte modifiche di forte semplificazione di ADL per la gestione delle attività di e-distribuzione (Easy ADL e programmazione partecipata) ed inoltre messo a punto un ambiente di recovery (ADL Suite & Recovery) che consente, in casi di disservizio dei sistemi, di procedere alle assegnazioni in emergenza delle attività. Tali funzionalità verranno garantite nella transizione al nuovo sistema Beat.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 35,9 milioni di contatori installati, contribuisce in maniera determinante al raggiungimento di un'alta qualità del servizio commerciale con bassi costi operativi.

Attraverso le funzionalità del Telegestore (tra cui la rilevazione dei consumi e la gestione del contratto a distanza), e-distribuzione S.p.A. sta fornendo il proprio contributo allo sviluppo di un mercato elettrico più efficiente e concorrenziale.

Nel corso del 2017 sono state eseguite con successo da remoto circa 456 milioni di teleletture, circa 3,0 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 3,14 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel corso dell'anno e-distribuzione ha avviato la campagna massiva di sostituzione dei contatori di prima generazione, installati nelle case e nelle aziende italiane, con quelli di seconda generazione (2G) "Open Meter" che costituiscono la base per consentire al sistema elettrico italiano di effettuare un nuovo salto di qualità nel campo della misura, mantenendo la propria posizione di leadership tecnologica e di processo nel panorama internazionale. Nel 2017 e-distribuzione ha installato 1,7 milioni di contatori.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

Continua anche nel 2017 il trend positivo del livello di servizio della qualità commerciale monitorato dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Deliberazioni n.646/16 - 99/08 e s.m.i.), che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore.

Nel corso del 2017 sono state gestite circa 4,2 milioni di prestazioni soggette a tempi standard, di cui 48% provenienti da clienti con un venditore sul mercato libero e 52% provenienti da clienti serviti in Maggior Tutela. Le prestazioni relative ai produttori sono state invece 330.000.

Per ciascuna prestazione eseguita oltre il tempo standard per cause imputabili al distributore è prevista l'erogazione di un indennizzo variabile in funzione del ritardo nell'esecuzione, della tipologia di cliente e del livello di tensione.

Nel 2017 il 99,8% delle prestazioni richieste dai clienti e il 99,6% delle prestazioni richieste dai produttori è stato eseguito entro i tempi standard stabiliti dall'Autorità.

Entro il 31 marzo 2018, come di consueto, i dati annuali sulle prestazioni commerciali relativi ai clienti verranno comunicati all'Autorità. I dati sulle prestazioni commerciali relativi ai produttori sono invece comunicati due volte all'anno, ogni semestre; a febbraio 2018 sono stati comunicati i dati relativi al secondo semestre 2017.

Nel corso del 2017 sono stati gestiti anche circa 1,8 milioni di richieste di sospensione per morosità soggette ai tempi di esecuzione stabiliti dalla Deliberazione 376/17; il 99,8% delle richieste è stato eseguito entro i tempi standard.

Customer Centricity

e-distribuzione ha lavorato anche nel 2017 per migliorare la Customer Interaction e aumentare la Customer Satisfaction attraverso la realizzazione di nuovi servizi digitali, di una libreria digitale ("Open Knowledge") a disposizione di Operai e Tecnici e il completamento dell'avvio del Contact Center commerciale (numero verde 800 085577) con i servizi dedicati ai clienti di bassa e media tensione.

Nell'ambito della Customer Centricity e di digitalizzazione della Customer Interaction sono stati aperti, nel corso del 2017, i primi canali social di e-distribuzione, non solo con lo scopo di connettere le persone, ma anche per divulgare, ascoltare e supportare i Clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste.

Sito WEB e canale mobile

Sono continuate nel 2017 le attività di sviluppo di servizi e contenuti sul sito e sul canale Mobile. Tra gli obiettivi principali del sito: migliorare la qualità della relazione con il cliente attraverso servizi on line e user friendly, identificare il ruolo del distributore all'interno del mercato elettrico, rendere sempre più chiara e diretta la comunicazione su temi che riguardano le attività del distributore.

L'offerta di servizi e contenuti del sito internet è stata ulteriormente potenziata attraverso il progressivo rilascio di nuovi servizi e funzionalità.

Ad oggi sono attivi, complessivamente, 31 servizi tra i quali i principali sono:

- “Misure Energia Prodotta”, per visualizzare le misure dell’energia prodotta dal proprio impianto;
- “Le mie Pratiche”, per conoscere lo stato delle proprie pratiche con e-distribuzione;
- “Lavori Programmati”, per avere informazioni su eventuali interruzioni del servizio dovute a lavori pianificati;
- “Buchi di Tensione”, per avere informazioni sui buchi di tensione che hanno interessato la propria fornitura;
- “Open Meter Plan”, per avere informazioni sulla data di sostituzione del contatore.
- “Reclami”, per inoltrare un Reclamo o una Richiesta Informazioni;
- “Contratto di Trasporto”, per consentire ai potenziali “Utenti del Trasporto” di richiedere l’attivazione di un contratto di trasporto via web

In una logica di multicanalità e nello spirito di migliorare la “customer experience” sono stati realizzati due ulteriori servizi:

- “e-Notify”, per informare i clienti, attraverso notifiche push (e-mail, SMS o Telegram) sugli ultimi aggiornamenti circa i lavori programmati sulla propria fornitura
- “e-PIN”, per permettere di identificare in modo sicuro l’operatore che si reca presso il cliente per eseguire le attività operative che comportano l’accesso all’abitazione/proprietà dello stesso.

Il sito è utilizzato anche come canale informativo per valorizzare sia gli interventi sul territorio volti al miglioramento della qualità del servizio (nuove cabine, linee, accordi), sia i nuovi servizi self service.

Attraverso il sito, inoltre, vengono forniti aggiornamenti real time sulla situazione della rete elettrica, in occasione di eventi legati a condizioni atmosferiche critiche (ad esempio emergenza maltempo - emergenza caldo del periodo estivo).

Il Contact Center (800-08 55 77)

Nel corso del 2017 è stato completato l’avvio del Contact Center Commerciale di e-distribuzione. Il servizio è dedicato alle tematiche dei produttori e a quelle relative alla sostituzione del contatore, alla posa della fibra e, a partire dal mese di maggio, alle tematiche relative ai clienti di bassa e media tensione che possono essere gestite direttamente dal distributore.

Il servizio è strutturato su due livelli: il front-office (o 1° livello) gestito da un fornitore terzo e il back-office (o 2° livello) gestito invece da personale interno di e-distribuzione localizzato sul territorio all’interno delle Distribuzioni Territoriali Rete.

Nel corso del 2017 sono state gestite 900 K chiamate. Il 23.4% è stato evaso in modalità self-service. L’85% delle chiamate inviate ad operatore sono state risolte al 1° livello.

Canali Social

Nell’ambito della strategia Customer Centric e di digitalizzazione della Customer Interaction, il 29 maggio 2017 è stato aperto su YouTube il primo canale social di e-distribuzione.

Con lo scopo, inoltre, di dare ascolto e supporto ai clienti, il 12 luglio 2017 è stato pubblicato il profilo Facebook a cui, il 16 ottobre 2017, è seguito il canale Twitter (con due profili distinti: uno istituzionale e uno di supporto e assistenza).

I social network aziendali sono ormai considerati dai Clienti come dei veri e propri canali di assistenza real time.

Attraverso questi canali, dal momento della loro apertura, abbiamo ricevuto da parte dei Clienti richieste di informazioni e di supporto riferite ad attività di e-distribuzione (spostamento impianti, allacciamenti, connessioni, sito web, ecc.).

In occasioni di eventi critici o di emergenza sulla rete elettrica, inoltre, attraverso i Social è stato possibile supportare i Clienti raccogliendo le segnalazioni di disagio legate al maltempo e fornendo, contestualmente, anche informazioni aggiornate sullo stato della rete elettrica.

Open Knowledge

E' proseguita durante l'anno 2017 la realizzazione, l'implementazione e la diffusione di "Open Knowledge", la libreria digitale, consultabile da APP e Portale WEB, che è stata messa a disposizione di tutto il personale di e-distribuzione per gestire in modo evoluto la relazione con il Cliente.

Gli strumenti forniti stanno garantendo un utile supporto per favorire e facilitare l'interazione con il Cliente, consentendo al personale e-distribuzione di rispondere su qualunque tema in tutte le occasioni di contatto, grazie alla possibilità di consultazione rapida della "conoscenza".

Al fine di garantire adeguati standard relazionali, nel corso del 2017 sono stati effettuati molti interventi migliorativi sulla libreria digitale: le FAQ disponibili, ad esempio, sono state aggiornate e ampliate, passando da circa 300 a oltre 340 e sono stati inseriti ulteriori contenuti, per un totale di oltre 400 articoli pubblicati.

Sono stati inoltre realizzati e attivati nuovi servizi: dalla ricerca vocale ai contatti interni della nostra Società, fino alla possibilità di inoltrare al Cliente i contatti ufficiali di e-distribuzione, via mail direttamente da APP.

All'interno del progetto sono state anche avviate importanti iniziative formative nell'ottica di favorire la Customer Centricity.

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2017, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2016, si conferma l'andamento positivo relativo alla riduzione delle perdite di rete, con i conseguenti benefici economici conseguiti con il meccanismo di perequazione delle perdite di rete.

Le perdite complessive di energia sono risultate pari al 4,8%, raggiungendo un valore inferiore alle perdite standard riconosciute dalla regolazione vigente pari al 4,9%.

Tale obiettivo è stato raggiunto tramite un costante miglioramento nella gestione dei dati anagrafici nei processi di connessione, nella gestione delle misure per l'acquisizione, la validazione e la messa a disposizione dei dati di misura a tutti i soggetti interessati e recuperando oltre 1.200 GWh di energia non misurata per anomalie dei misuratori o frodi, grazie anche al contributo della Machine Learning implementata per la Revenue Protection (Big Data Analytics)

C3 Revenue Protection

Nell'anno 2017 la piattaforma di Revenue Protection (C3 RevPro), utilizzata per l'individuazione delle frodi, è stata oggetto di due importanti evoluzioni:

1. L'algoritmo di classificazione è stato scomposto in due parti: (A) algoritmo per il calcolo della probabilità di frode e (B) algoritmo per la stima dell'energia recuperabile.

Il prodotto dei due è il valore utilizzato per ordinare le forniture, in questo modo a parità di probabilità di frode i punti più in alto nella lista sono quelli con il maggiore recupero di energia atteso.

Inoltre si è portata avanti l'attività di miglioramento grazie allo studio di nuove variabili, all'analisi dei falsi positivi, e alle fasi di apprendimento dai dati storici determinando un miglioramento della resa media per verifica eseguita.

2. La piattaforma C3 RevPro è stata integrata con il modulo SMILE deputato alla gestione delle verifiche in campo (VCM-LAVORI), consentendo di azzerare manualità e tempo dedicato all'attività di emissione delle verifiche volte al recupero di energia.

Iniziative Digitaly ambito Commerciale Rete

Nel corso del 2017 sono state completate le fasi di redesign dei processi afferenti all'area del Commerciale Rete e dal mese di settembre sono state avviate le attività di implementazione. Le iniziative a maggior impatto per l'interazione con i clienti/trader saranno: l'agenda digitale, il nuovo preventivo Smart, il tracking della pratica e dell'operaio in campo. Inoltre, sono stati realizzati nell'ultimo trimestre dell'anno la Power Cut Map e il chatbot (Eddie). Questi nuovi servizi informativi ai Clienti saranno messi in esercizio nel corso dei primi mesi del 2018, migliorando le informazioni relative a guasti diffusi, manutenzioni programmate e rendendo disponibile ai clienti registrati sul portale web di e-distribuzione, la possibilità di aprire una richiesta di informazioni o un reclamo.

Nuove iniziative

SMART METERING

Il protocollo di comunicazione Meters and More è divenuto uno degli standard europei per le soluzioni di smart metering dopo il riconoscimento ottenuto con la conferma da parte del CENELEC della positiva conclusione per Meters and More del processo di voto da parte dei Comitati Tecnici nazionali per la standardizzazione. Questo riconoscimento ha consentito inoltre anche di avviare il processo per il conseguimento dello standard internazionale. Nel 2017 tutte le Commissioni interne all'Associazione Meters and More sono state impegnate nel proseguire il lavoro in un'ottica d'innovazione verso scenari che vanno oltre il contatore e che interessano Utility, Aziende e clienti finali. Queste le attività portate avanti dalle Commissioni interne all'Associazione:

- Il Product Certification Committee (TCC): concluse le attività propedeutiche alla certificazione da parte del CESI dei due metering devices prodotti da Enel, prosegue la sua attività di stesura delle procedure di certificazione per nuove tipologie di apparati e lo sviluppo evolutivo del Meters and More Testing Tool;
- Il Technical Committee for Protocol Specification (TCS), nel 2017 ha avuto come obiettivo principale quello di testare le specifiche di un'interfaccia (GATEWAY, sviluppata nel 2016) che utilizza il Protocollo Meters and More per la comunicazione tra il contatore intelligente e la casa. Un prototipo funzionante del Gateway che implementa questa interfaccia è stato mostrato in un pannello dimostrativo, progettato e costruito dal TCS, durante l'European Utility Week di Amsterdam (3-5 ottobre 2017). La disponibilità di questa interfaccia apre nuove opportunità per il protocollo Meters and More e per tutti i membri dell'Associazione per sviluppare nuove applicazioni per la gestione del consumo domestico di energia;
- Il Committee for Communication Activities ha realizzato nel 2017 un piano di comunicazione per la promozione e riconoscibilità dell'Associazione in ambito internazionale che ha portato al rinnovo del sito internet (www.metersandmore.com), alla realizzazione di un video corporate, ad attività di media relation con le principali testate internazionali nonché alla partecipazione ai maggiori eventi nell'ambito del settore smart metering (Latin America Utility Week, San Paolo - Brasile 19-21 settembre 2017; European Utility Week Amsterdam Olanda 3-5 ottobre 2017).

Open Meter

Nell'ambito del programma di sviluppo del nuovo contatore intelligente di e-distribuzione, denominato Open Meter, nel corso del 2017 è stata completata la fase di sviluppo, hardware e software, del nuovo contatore trifase GETIS, la relativa omologazione e certificazione, ed è stato dato il via alla sua produzione massiva. Al fine di sostenere la campagna di sostituzione massiva, in seguito all'approvazione del piano da parte di ARERA nell'aprile del 2017, è stata avviata la produzione dei contatori GEMIS con oltre 3.300.000 GEMIS prodotti e consegnati presso le nostre piattaforme.

Nel corso del 2017 è stato avviato lo sviluppo, sia hardware che software, del nuovo contatore trifase semidiretto (GESIS). E' stata inoltre avviata la fase di sviluppo, hardware e software, del nuovo concentratore Low voltage manager (LVM) ed è stata aggiudicata la gara per la relativa produzione.

Al fine di ottemperare alle richieste di performance della delibera 87/2016, legate al sistema 2G, nel corso del 2017 è stata prevista anche la produzione e l'installazione massiva dei nuovi concentratori MSC e il rilascio in esercizio dei primi moduli del sistema centrale BEAT.

Le nuove funzionalità introdotte dal contatore Open Meter ricadono all'interno dei seguenti principali ambiti:

Consumatore

L'apertura del protocollo di comunicazione tra il contatore e la casa, che è stato definito da un apposito gruppo di lavoro del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI), congiuntamente all'introduzione di un canale di comunicazione dedicato, ha come obiettivo quello di una maggiore penetrazione delle tecnologie abilitanti il risparmio energetico, aumentando la consapevolezza dei consumi per i clienti finali. Consentirà inoltre di introdurre servizi innovativi per i clienti, le Istituzioni e gli operatori del mercato elettrico.

Infine la raccolta capillare delle informazioni e i volumi di dati a disposizione, permetterà di offrire servizi utili allo sviluppo di nuovi modelli di business, come ad esempio, servizi avanzati B2B per il mercato elettrico.

Servizio elettrico

L'Open Meter è in grado di migliorare la qualità complessiva del servizio elettrico aumentando i dati a disposizione per la gestione della rete e dando un fondamentale impulso allo sviluppo del Telecontrollo della rete in BT.

Il contatore ha la capacità di misurare grandezze utili per il monitoraggio e il controllo della rete BT (profili di tensione, corrente, frequenza, fattore di potenza ecc.); esso è in grado di rilevare l'assenza di tensione e il relativo ripristino e di segnalare al concentratore questo evento in modo spontaneo (*last gasp*) attraverso il canale RF, avendo la capacità di rimanere operativo per il tempo necessario all'invio.

Il nuovo concentratore inoltre, sarà in grado di comunicare queste informazioni direttamente all'Unità Periferica per il telecontrollo posta in cabina secondaria insieme o in alternativa al sistema centrale. In più il concentratore può fungere da *gateway* di comunicazione tra l'Unità Periferica e i sensori e attuatori di Telecontrollo BT, tramite il canale RF.

L'Open Meter consente e consentirà di rendere più efficienti ed efficaci i processi tecnici e commerciali a vantaggio di clienti, produttori e venditori, mettendo a disposizione più informazioni utili per migliorare le funzioni a supporto dell'automazione, del monitoraggio del sistema di Telegestione e delle verifiche. Il concentratore sarà dotato di un canale di comunicazione verso il sistema centrale più performante (3G, LTE, Fibra Ottica) che consentirà di incrementare la quantità di dati trasmessi.

Per quanto riguarda il sistema centrale (BEAT), esso sarà caratterizzato da una architettura flessibile e scalabile in grado di mettere insieme e gestire una quantità elevata di dati raccolti dagli apparati installati in campo e sarà inoltre in grado di garantire il *monitoring* in tempo reale dello stato diagnostico degli apparati, nonché l'abbattimento dei tempi di riprogrammazione massiva di tutti i contatori telegestiti.

NUOVI COMPONENTI E SOLUZIONI TECNOLOGICHE DI RETE

Sensore scariche parziali giunti MT

L'apparecchiatura di misura portatile denominata "Pry-cam Gate", del costruttore Prysmian, permetterebbe di effettuare un controllo sulla qualità di esecuzione del giunto subito dopo la sua installazione sul cavo MT. In questo modo sarebbe possibile fornire un riscontro immediato agli operatori che eseguono la giunzione, sia dell'appaltatore che di e-distribuzione, della corretta esecuzione della stessa, mediante la misura del livello di scariche parziali al momento della energizzazione del cavo.

L'apparecchiatura è costituita essenzialmente da due sensori da installare sul cavo a monte e a valle del giunto e da un box di misura a cui afferiscono i secondari dei 2 sensori.

L'apparecchio mediante un clock di elevata precisione riesce a distinguere le scariche parziali che si innescano tra i due sensori da quelle che sono generate sul cavo all'esterno di tale tratto di cavo. Pertanto si ha certezza che la misura dell'apparecchio è relativa unicamente alle scariche parziali che si innescano nel giunto appena installato. Per mezzo di una soglia di scariche parziali di riferimento e con una logica di led a semaforo la misura dà una indicazione del superamento o meno di tale soglia. In caso di superamento della soglia, led rosso, il giunto presenta evidenti errori di installazione e deve essere sostituito.

L'apparecchio può essere utilizzato su giunti MT per cavi isolati in carta, estruso e misti e la misura di scariche parziali con il PRY gate può essere effettuata alla tensione di rete a frequenza industriale.

Si procederà ad una prima prova in campo congiuntamente al fornitore, dopodiché si ipotizza di distribuire 10 apparecchi portatili PRY gate nelle regioni Sicilia, Campania e Calabria al personale di e-distribuzione, per testare l'apparecchio.

Effettuate più prove con lo strumento in questione, il risultato è stato contrastante. Si ritiene opportuno approfondire con ulteriori rilevazioni.

Booster BT trifase

Sperimentazione regolatore di tensione trifase BT "Bidirezionale" (potenza nominale 30 kVA).

L'impiego del regolatore di tensione trifase BT isolato in olio minerale, da installare lungo linea BT, consente di gestire possibili criticità dei livelli di tensione dovute in particolare all'incremento della generazione distribuita.

Questa nuova tipologia di apparecchiatura regola automaticamente la tensione verso la rete e verso l'utenza, anche in presenza di flusso inverso di energia, secondo la logica riportata nel seguente diagramma di flusso.

Si sta avviando la sperimentazione con la ditta Magtec nella Distribuzione Territoriale Lazio, Abruzzo e Molise.

Regolatori di tensione BT

Nel 2017 è stata completata l'installazione di tutti i componenti (53 regolatori e 37 Wally per le misure delle caratteristiche della tensione) La sperimentazione prevede, oltre al monitoraggio dei regolatori installati, il test di nuovi dispositivi - con isolamento in olio o a secco e di tipo trifase o monofase - progettati per funzionare in condizione di flusso di energia "bidirezionale".

Trasformatori trifase MT/BT in olio con regolazione automatica della tensione

Nel 2017 sono state installati 2 trasformatori sperimentali previste (24 macchine in tutto) e si darà seguito alla verifica che prevede, oltre al monitoraggio delle macchine installate, il test di nuovi trasformatori con diverse soluzioni costruttive, differenti sistemi di regolazione nonché equipaggiati con dispositivi per il monitoraggio della tensione da remoto.

Trasformatori MT/BT isolati con liquidi di esteri vegetali

Nel corso del 2017 sono state acquistate ed installati 40 TR (20 da 100 kVA e 20 da 400 kVA) le installazioni sperimentali ed è iniziato il loro monitoraggio attraverso verifiche su campioni di liquidi, prelevati sulle macchine dopo alcuni mesi di esercizio e ripetuti periodicamente.

Analisi hanno mostrato varianti all'olio vegetale. Si è deciso di ampliare la sperimentazione con esteri sintetici, sono in corso gli ordini.

Batterie per Cabina Secondaria soggette a condizioni ambientali estreme

Nel corso del 2017 sono state effettuate le installazioni della soluzione al piombo puro e si avvierà la sperimentazione di quelli agli ioni di litio, avviandone il monitoraggio.

In programma un prelievo delle batterie a piombo puro per effettuare prove di capacità residua.

Morsettiera BT con sezionatori sotto carico

Nel 2016 sono stati installati i primi prototipi. Nel 2017 sono state fatte ulteriori installazioni pilota e proseguendo lo sviluppo del componente con altri fornitori. In particolare sono state avviate le installazioni Bticino. Siemens deve sistemare il progetto e fare le prove. Abb in attesa di test report. Selind inviata rda.

Interruttori BT elettronici

Nel 2017 sono state effettuate prove di laboratorio su interruttori BT elettronici hanno dato risultati positivi per Abb e Siemens per quanto l'energia passante aumentata per il ritardo intrinseco in apertura su guasto, mentre Schneider l'interruttore non ha superato le prove di vita elettrica.

Trasformatore AT/MT a doppio secondario

Nel corso del 2016 sono stati emessi contratti verso due diversi costruttori per la fornitura dei primi 4 trasformatori di questa tipologia, da installare in quattro Cabine Primarie con problemi di qualità del servizio. Nel 2017 sono stati installati 2 TR e 2 saranno installati nel 2018.

Bobina di Petersen mobile "maggiorata"

I due complessi sono stati consegnati a fine 2016 ed messi in servizio nel corso del 2017 in una Cabina Primaria della Distribuzione Territoriale Rete – Puglia e Basilicata di e-distribuzione.

Guaina copertura per Cabine Secondarie

Nel corso del 2016 è stato approvvigionato il prodotto e sono state selezionate le cabine per la sperimentazione. Nel corso del 2017 è stato installato il sistema di misura e registrazione delle temperature ambientali interne, e sarà quindi avviato il periodo di monitoraggio ante e post installazione del rivestimento.

Effettuata l'installazione su due cabine secondarie nella zona di Catania, con uguali dimensioni ed uguali equipaggiamenti interni, per avere il delta termico più veritiero a seguito della posa della guaina.

Dall'esame del monitoraggio delle temperature interna ed esterna, effettuato nei mesi di luglio ed agosto 2017, non si sono riscontrate differenze sostanziali.

SMART GRID

e-distribuzione svolge a livello europeo un ruolo di condivisione di best practices e partecipa alla definizione di strategie di lungo termine per l'introduzione massiva delle tecnologie Smart Grids sulla rete elettrica europea.

Le Smart Grid prevedono la trasformazione della rete elettrica in una rete interattiva, riuscendo a integrare in modo dinamico le esigenze dei consumatori e gestire in modo efficiente la costante crescita delle nuove fonti di generazione

distribuita. Tali funzionalità sono rese possibili attraverso l'implementazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga, basata ad esempio su fibra ottica o su tecnologie di tipo wireless (ad es. 4G/LTE), che risultino essere affidabili, veloci e con ampie capacità di trasmissione.

I benefici associati all'evoluzione verso le Smart Grid riguardano quindi potenzialmente tutti gli ambiti della gestione degli impianti di distribuzione: continuità del servizio, efficienza energetica, regolazione della tensione, sicurezza del sistema elettrico attraverso l'interoperabilità con il gestore della RTN, integrazione dei veicoli elettrici e partecipazione attiva dei clienti finali alla gestione dinamica dei segnali di consumo e prezzo.

L'evoluzione delle reti richiede un grande sforzo innovativo volto a ricercare e testare le migliori soluzioni da implementare in modo massivo sulla rete. In tal senso è proseguito e continua anche nel prossimo triennio l'impegno di e-distribuzione, con iniziative di sperimentazione e prototipazione che coprono i diversi ambiti di innovazione sopra richiamati.

In particolare e-distribuzione è impegnata nel proseguire l'innovazione e lo sviluppo di sistemi quali quelli di protezione e telecontrollo, che già introdotti negli anni passati, si evolvono oggi in un'ottica smart grid.

Di seguito sono sinteticamente descritte le principali iniziative relativamente a questi sistemi:

Evoluzione dei Sistemi di protezione e controllo delle Cabine Primarie

L'incremento della generazione distribuita connessa alla rete di media tensione ed il conseguente aumento dei casi di inversione del flusso di energia (dalla rete MT alla rete AT), nonché l'evoluzione tecnologica e quella degli standard Internazionali, comportano l'adeguamento del sistema di protezione e controllo adottato nelle Cabine Primarie. Con questa finalità, nel corso del 2016, sono state sviluppate ulteriori nuove funzionalità insieme alla messa in campo di una nuova generazione di apparati. Quest'ultimi utilizzano il protocollo standard IEC 61850 e prevedono funzionalità di protezione e di automazione di rete più sofisticate in grado di garantire il corretto funzionamento dei sistemi in presenza di reti attive. La prospettiva di lavoro su tali apparati comporta sia ulteriori nuove funzionalità che il procedere in parallelo con le installazioni dei nuovi sistemi in campo nell'ambito dei progetti in corso (PAN NER 300, L'Aquila Smart City, Replicate, ecc.).

Evoluzione degli apparati e dei sistemi centrali e degli apparati e dei sistemi di Cabina Primaria e di Cabina Secondaria per il telecontrollo e l'automazione della rete

Le attività relative all'evoluzione dei sistemi hardware e software dei sistemi di telecontrollo e automazione costituiscono una base comune dei diversi progetti Smart Grid seguiti da e-distribuzione. Si tratta in particolare di: funzionalità evolute di monitoraggio in tempo reale, regolazione della tensione MT, scambio informativo con Terna S.p.A. e nuove tecniche di selezione del guasto e rialimentazione automatica della rete MT.

Nel 2017 sono proseguite le attività di rinnovo tecnologico dei sistemi centrali di telecontrollo e del software dei sistemi di DMS (Distribution Management Systems) usati per i calcoli di rete in tempo reale. Inoltre, per rispondere alle esigenze ambientali, normative e funzionali necessarie per un utilizzo sulle reti di e-distribuzione e in altri paesi ove presente il Gruppo Enel, si è avviato lo sviluppo di apparati periferici per cabina secondaria (tra cui ad esempio le rtu di cabina secondaria UP e i dispositivi per la rilevazione del guasto RGDAT) utilizzabili nei paesi esteri in cui è presente il Gruppo Enel.

Evoluzione apparati periferici (μ UP) e sistemi centrali per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB)

Sempre a supporto dei progetti Smart Grid, e-distribuzione ha continuato le attività di sviluppo delle funzionalità del Sistema di telecontrollo per la rete di Bassa Tensione (STB), tra cui la profilazione utenti integrata in STWeb, l'allineamento quotidiano con l'archivio rete (SiGraf) e la gestione delle alimentazioni provvisorie sulla rete BT. È proseguita nel contempo l'attività di installazione del sistema sul territorio, chiudendo il 2017 con 17 Centri Operativi Reti su 28. Sono state definite con la funzione centrale Esercizio Rete le condizioni per il pre-esercizio del sistema

ed avviata la prima Zona pilota (L'Aquila). È stato inoltre acquisito il sistema per i calcoli elettrici BT in tempo reale (DMS BT), che verrà integrato con il sistema di telecontrollo BT e con i sistemi di rete a livello di tensione superiore (DMS MT).

Nel campo delle microgrids è stata realizzata in laboratorio una installazione pilota di un sistema di piccola potenza, capace di integrare diverse fonti di alimentazione (FTV, accumulo, GE, rete esterna), al fine di curarne l'integrazione funzionale con il Sistema di Telecontrollo.

Connettività IP broadband per cabine secondarie

La connettività IP Broadband costituisce il fattore abilitante per la realizzazione di tutte le funzionalità Smart Grid in corso di sviluppo; essa consiste nel realizzare un'infrastruttura di comunicazione in grado di connettere i nodi della rete elettrica di distribuzione al sistema centrale di telecontrollo in modalità always-on e con una banda tale da garantire il corretto funzionamento dei nuovi protocolli di comunicazione. Negli scorsi anni sono state testate diverse tecnologie e architetture nell'ambito di alcuni progetti (ad es. Progetto Isernia, Grid4EU), mentre nel 2017 è proseguita l'attività nell'ambito di alcuni progetti finanziati Smart Grids e Smart Cities (L'Aquila Smart City, Puglia Active Network, etc.) e su installazioni pilota per il test di nuove automazioni per la selezione e rialimentazione dei tronchi guasti sulla rete MT.

Electrical Storage Systems (ESS)

Negli anni scorsi sono stati installati e testati dei dispositivi di accumulo di tipo elettrochimico ESS (Electrical Storage System), finanziati nell'ambito di alcuni progetti (Cabina Primaria Campi Salentina – Puglia; C.P. Chiaravalle – Calabria, C.P. Dirillo – Sicilia, C.P. Carpinone – Molise, Cabina Secondaria Smistamento Mercato Saraceno – Emilia Romagna). Si sono svolti inoltre svariati test su tali dispositivi sia per applicazioni lungo la rete MT, sia per applicazioni in Cabina Primaria. Nel corso del 2017 è proseguito il monitoraggio dei dispositivi ESS durante il loro esercizio con l'obiettivo di verificarne l'efficacia e l'affidabilità nel tempo.

Enel Smart Info & MOME

Il dispositivo Enel Smart Info è stato sviluppato negli scorsi anni per consentire sia il monitoraggio dei consumi elettrici sia la possibile produzione di energia locale e conseguentemente di ottimizzare la propria domanda di energia elettrica, organizzando in maniera più efficiente l'utilizzo degli elettrodomestici e del sistema di illuminazione. Oltre a tale dispositivo e-distribuzione ha sviluppato, nel 2016, anche il modulo "OEM" (Original Equipment Manufacturer), denominato MOME. Quest'ultimo è un modulo hardware e firmware che realizza le stesse funzionalità dello Smart Info e che i System Integrator possono inserire nelle proprie apparecchiature per accedere ai dati di consumo raccolti dagli Smart Meter in bassa tensione (BT).

MOME è in grado di comunicare con lo Smart Meter, acquisendo i dati dal contatore e rendendoli disponibili alle applicazioni esterne; esso inoltre è in grado di aggiornare i dati provenienti dallo Smart Meter con una frequenza media di 15 minuti (la frequenza di aggiornamento è comunque soggetta alle specifiche condizioni di trasmissione dei dati sulla rete Powerline (PLC) ed è gestita dal Sistema di Telegestione di e-distribuzione). Nell'ambito degli impegni assunti da e-distribuzione a seguito del procedimento A486 della Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato è garantita nei confronti di terze parti che ne facciano richiesta la vendita dei dispositivi Smart Info e MOME (e il relativo supporto tecnico-gestionale) ad un prezzo che riflette esclusivamente il costo sostenuto per la relativa produzione.

I Laboratori Smart Grid

Per la gestione ottimizzata della rete elettrica e lo sviluppo delle reti intelligenti, e-distribuzione ha realizzato due Laboratori Smart Grid, localizzati a Milano e Bari, dove vengono sviluppate nuove tecnologie dedicate ai sistemi di telecontrollo e automazione e nuovi apparati di protezione, controllo e regolazione impianti con relativi sensori nonché Sistemi centrali di calcoli elettrici, Sistemi di Power Quality e relativi apparati di misura. Altre attività sono lo sviluppo di prototipi hardware e software, la Certificazione e le prove funzionali di apparati e sistemi di competenza, le attività di System Integration e la gestione di progetti sperimentali. Si aggiungono infine al quadro delle attività il supporto specialistico, la partecipazione ai comitati tecnici interni ed esterni e la formazione sia del personale interno che di studenti dei corsi di laurea di importanti Università con le quali l'Azienda collabora, come ad esempio i Politecnici di Milano, Torino e di Bari.

A Milano lo Smart Grid è ubicato in un edificio recentemente ristrutturato, ad alta efficienza energetica e certificato LEED (Leadership in Energy and Environmental Design Certification Gold) ed è impegnato con le proprie risorse sulle seguenti tecnologie: Piattaforma di simulazione e addestramento "Grid In A Building", fondamentale alle attività di System Integration; Cabina Primaria Digitale; Cabina Secondaria Evoluta; Simulatore di Grandi Eventi ambientali "TOTEM". All'interno dello Smart Grid Lab vi è riprodotta una Sala Controllo con gli stessi equipaggiamenti reali presenti nei 28 Centri Operativi italiani che monitorano la rete 24 ore su 24. In essa si trovano i Sistemi di Telecontrollo STM, il Distribution Management System DMS, per i calcoli elettrici, ed in generale tutti i terminali dei sistemi satellite. La Sala Controllo è collegata con la piattaforma di simulazione e addestramento Grid in a Building e con il Simulatore Grandi Eventi TOTEM; ciò consente ad un operatore di esercitare e testare ogni funzionalità come se fosse in una reale Sala Operativa con una reale rete da condurre.

Il Laboratorio di Bari invece ha una struttura che vede la combinazione di un simulatore di rete in tempo reale, di dispositivi reali per il monitoraggio, la protezione ed il telecontrollo della rete elettrica di bassa tensione e di apparecchiature per l'emulazione dei sistemi di potenza. L'insieme permette di verificare il comportamento e la corretta integrazione dei dispositivi e dei sistemi in una pluralità di situazioni elettriche e permette lo sviluppo delle soluzioni tecnologiche, le prove funzionali ed in generale tutte le attività di System Integration. Le tecnologie presenti sono: l'ambiente di Simulazione, il Sistema di Telecontrollo della rete di Bassa Tensione, l'emulatore di reti elettriche BT, la Sala Controllo, nuovi dispositivi per la rete elettrica BT.

I principali progetti sui quali i Laboratori sono impegnati in ambito nazionale sono: Puglia Active Network -NER300, Replicate, Programma Operativo Nazionale "Imprese E Competitività" 2014-2020, Ingrid.

Smart Fault Selection (SFS)

Nell'ambito Smart Grids, un tema fondamentale è la massimizzazione della qualità del servizio, che si ottiene minimizzando il numero di clienti disalimentati ed il tempo di disalimentazione. Per soddisfare questo obiettivo, e-distribuzione ha sviluppato una tecnologia innovativa chiamata Smart Fault Selection, in grado di eliminare eventuali guasti e rialimentare la parte sana della rete in meno di un secondo. Questo è possibile grazie ad una moderna generazione di rilevatori di guasto, gli RGDM, che permettono di attuare logiche di selezione e rialimentazione in modo completamente distribuito, grazie alla comunicazione machine-to-machine tra i rilevatori stessi. La rete diventa quindi un organismo avente delle capacità di difesa e ripristino estremamente rapide ed autonome.

La tecnologia SFS è attualmente in installazione massiva presso la regione Puglia, nell'ambito del progetto PAN – Puglia Active Network – NER300. Grazie alla Smart Fault Selection, la rete pugliese potrà essere considerata come la smart grid più estesa e più avanzata a livello mondiale.

Sensoristica evoluta di Rete

e-distribuzione ha avviato diverse iniziative, anche nell'ambito del progetto Digitaly, per la digitalizzazione della rete elettrica, allo scopo di poter raccogliere informazioni sia in cabina secondaria quanto lungo rete. Tali informazioni saranno il fattore abilitante che permetterà il miglioramento della Quality of Service tramite tecnologie di correlazione dati e machine learning. Diverse tipologie di sensori (temperatura, ultrasuoni, umidità, ozono, etc) concorrono allo scopo di analizzare il comportamento dei componenti per evidenziare situazioni di pre-guasto dei componenti presenti in cabina secondaria, con positivi impatti sulla Quality of Service e riduzione del numero di accessi in cabina. In parallelo, è in sperimentazione una soluzione per il monitoraggio delle grandezze elettriche di interesse (AI BeT), che sfrutta in modo sinergico la presenza in impianto dell'infrastruttura legacy per il telecontrollo MT per raccogliere, con economia di costi, misure ed allarmi di corrente/potenza sulle partenze BT. Per l'equipaggiamento del personale operativo invece è in sperimentazione un apparato di misura autoalimentato (ARGO), particolarmente compatto ed idoneo all'installazione negli armadi stradali BT, da assegnare come attrezzatura al personale operativo per l'esecuzione di campagne di misura mirate in occasione di guasti non localizzati o anomalie discontinue sulla rete BT, con possibilità registrazione di misure ed eventi per analisi di lunga durata in modalità non presidiata. È stato inoltre installato un primo prototipo di sistema per l'acquisizione e l'analisi integrata delle principali grandezze elettriche ed ambientali di CS, al fine di monitorare le condizioni di funzionamento della sezione BT dell'impianto Start-Up selezionate stanno inoltre sperimentando sulla rete di e-distribuzione le loro tecnologie di analisi della rete, tra cui Grid Discovery, Grid Monitoring e Loss Detection

REPLICATE

Nell'ambito del bando SCC1 2015 *Smart Cities and Communities – Lighthouse project 2015* del programma europeo Horizon 2020, e-distribuzione si è aggiudicata il finanziamento europeo per lo sviluppo del progetto REPLICATE (*REnaissance of PLaces with Innovative Citizenship And Technology*), in collaborazione con un consorzio europeo di 38 partner italiani e stranieri (municipalità, industrie, PMI, Università ed Enti di ricerca) costituito dalle tre città di San Sebastian (coordinatore), Firenze e Bristol, nelle quali verranno implementati i dimostrativi di progetto.

Avviato a febbraio 2016, il progetto ha una durata di 5 anni con l'obiettivo di sviluppare e validare un modello di business sostenibile per supportare le città nel percorso di trasformazione verso una smart city.

In particolare e-distribuzione supporterà la città di Firenze nell'implementazione del suddetto modello nell'area pilota costituita da Novoli, Cascine e Le Piagge, attraverso le seguenti azioni:

- *Efficienza Energetica* – implementazione di sistemi per il controllo dei consumi energetici con possibilità di monitorare gli impatti delle misure in materia di efficienza energetica.
- *Infrastrutture integrate* - potenziamento della rete di distribuzione in ottica Smart Grids attraverso l'installazione di tecnologie innovative, sia sulla rete MT e BT che presso cabine Primarie e Secondarie, per permettere il controllo remoto e l'automazione della rete, aumentando la qualità del servizio e l'affidabilità/resilienza della rete anche in presenza di eventi imprevedibili quali le alluvioni.
- *Mobilità urbana sostenibile* - installazione di n. 4 infrastrutture di ricarica Fast Recharge Plus, che consentiranno di effettuare la ricarica veloce, in corrente alternata a 22-43 kW e continua a 50 kW, dei veicoli elettrici dedicati alla flotta dei taxi di Firenze. Il processo di ricarica sarà gestito da remoto attraverso il sistema di "Electric Mobility Management" (EMM).

Nel corso del 2017 è stato approvvigionato circa l'80% dei materiali MT/BT; sono stati effettuati interventi di adeguamento in ottica smart grids su 35 delle 60 cabine secondarie (MT/BT) di progetto ed avviate le attività su 2 cabine primarie (AT/MT). Sono state installate le 4 infrastrutture di ricarica (IdR) "fast recharge plus" previste da

progetto ed è stato concordato con il Comune di Firenze di installare due IdR “*fast recharge plus*” aggiuntive, di cui è già stato avviato l’iter autorizzativo.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 2,24 milioni di euro di cui 0,95 milioni di euro sono finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Progetto L’Aquila *Smart City*

A Dicembre 2013, e-distribuzione ha avviato un altro importante progetto *Smart City* che amplia il ventaglio di collaborazioni, sui temi della sostenibilità ambientale, con le Municipalità italiane. Il progetto in corso di realizzazione nella città de L’Aquila è finanziato dal Comune stesso tramite fondi assegnati dal Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE) per la ricostruzione a seguito del sisma del 2009 e mira a creare il tessuto tecnologico/infrastrutturale di base per lo sviluppo del capoluogo abruzzese in ottica *Smart City*. Gli interventi previsti riguardano:

- il potenziamento dell’attuale infrastruttura di distribuzione dell’energia elettrica con tecnologie “*Smart Grids*”, per l’integrazione degli impianti a fonte energetica rinnovabile (FER) e l’abilitazione di servizi innovativi ai cittadini e alla Pubblica Amministrazione;
- lo sviluppo di una rete di infrastrutture per la ricarica dei veicoli elettrici diffusa sul territorio.

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività di adeguamento in ottica smart grids degli impianti AT/MT ed MT/BT di e-distribuzione e di posa delle infrastrutture per la ricarica di veicoli elettrici (a fine 2017 sono in esercizio 11 Infrastrutture di Ricarica “*Pole Station*” delle 37 previste a progetto). In particolare è stato completato l’adeguamento di 2 delle 6 cabine primarie (AT/MT) di progetto e di 275 delle 403 cabine secondarie (MT/BT) di progetto. Sono inoltre proseguite le attività di costruzione sul campo della piattaforma di comunicazione a banda larga con tecnologia LTE ed a giugno 2017 è entrata in esercizio l’infrastruttura di TLC dell’HUB di L’Aquila.

La previsione di fine lavori era al 31 dicembre 2017, ed è in corso una variante tecnica che include anche una proroga temporale per tener conto delle problematiche relative alla realizzazione del cunicolo sottoservizi a cura del Comune de L’Aquila.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 16,24 milioni di euro interamente finanziati dal Ministero per la Coesione Territoriale (Delibera CIPE n.135/2013).

Progetto Puglia Active Network (PAN)

Il progetto Puglia Active Network, co-finanziato dalla Commissione Europea mediante il programma NER300 consiste nella realizzazione di un dimostrativo su larga scala di interventi e tecnologie innovative *Smart Grids*.

Il Progetto mette insieme tutte le esperienze finora scaturite dal progetto pilota “Isernia” (Deliberazione n. 39/10), dai POI Energie Rinnovabili e dal progetto europeo Grid4EU, permettendone il passaggio dalla fase pilota alla fase dimostrativa su scala regionale.

Il progetto avrà una durata di nove anni con l’aggiunta di un anno di proroga automatica (2014-2024), che, in base al meccanismo NER, sono divisi in un primo periodo di realizzazione vera e propria della durata di sei anni (incluso un anno di proroga) detto “*construction period*” (2014-2019) ed un successivo periodo di esercizio (2019-2024) in cui saranno raccolti i risultati da presentare alla Commissione Europea per il riconoscimento del finanziamento.

La proposta prevede l’implementazione di una serie di tecnologie “*smart grid*” in aree rurali della Regione Puglia e, in particolare:

- Gestione “attiva” della rete MT sottesa a circa 100 Cabine Primarie, con possibilità di abilitazione al controllo da remoto della Generazione Distribuita connessa;
- Comunicazione a banda larga per la connessione di generatori, clienti e cabine secondarie (oltre 8.000 montanti) sulla rete MT;

- Sistema di ricarica per veicoli elettrici con 74 punti di ricarica.

Nel corso del 2017 sono stati portati a termine circa il 70% degli interventi totali previsti a progetto.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 170 milioni di euro di cui 85 milioni di euro sono finanziati a fondo perduto.

Progetto Energy Storage su rete MT

Oltre all'Electric Energy Storage System (EESS) già installato presso la sede della Zona di Isernia (progetto Delibera AEEGSI n.39/10) e quello nell'ambito del progetto Grid4EU (concluso a febbraio 2016), e-distribuzione ha condotto un progetto più ampio di sperimentazione che prevede il test in campo di EESS installati presso n. 3 Cabine Primarie critiche dal punto di vista dell'energia prodotta dalla generazione distribuita rispetto al carico passivo.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 si sono concluse positivamente le attività di installazione e di commissioning di 3 EESS nelle regioni Puglia (Cabina Primaria "Campi Salentina"), Calabria (Cabina Primaria "Chiaravalle") e Sicilia (Cabina Primaria "Dirillo"). In particolare nel 2016 per lo Storage installato in Sicilia (Cabina Primaria "Dirillo") è stata testata la funzione di contenimento di risalita. Gli EESS, che utilizzano batterie agli ioni di litio, sono utilizzati per sfruttare al meglio la produzione da fonti rinnovabili ed evitare i problemi che questa produce sulle reti di distribuzione.

Nel corso degli anni 2016 e 2017 si è proseguito nelle sperimentazioni che hanno generato esperienza sia nell'ambito dei servizi che questi impianti possono fornire come componenti di rete, sia nell'ambito dell'esercizio e della manutenzione degli impianti stessi (efficienza, affidabilità, performances etc.).

Il progetto è finanziato dal Programma Operativo Interregionale Energie Rinnovabili e Risparmio Energetico (POI-FESR 2007-2013) promosso dal Ministero dello Sviluppo Economico, dal Ministero dell'Ambiente e dalle Regioni. Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 7,85 milioni di euro interamente finanziati a fondo perduto (Decreto MiSE del 26/07/2012).

Progetto Flexiciency

Il progetto Flexiciency, partito a Febbraio 2015 e della durata di 4 anni, vede la partecipazione di quattro tra i principali distributori di energia elettrica in Europa dotati di un sistema di smart metering (e-distribuzione in Italia, ENEDIS in Francia, Endesa in Spagna e Vattenfall in Svezia), in collaborazione con venditori di energia elettrica, aggregatori, istituti di ricerca e il coinvolgimento di migliaia di utenti finali. Attraverso 5 progetti dimostrativi su larga scala si punterà a dimostrare come la disponibilità dei dati del contatore, resi accessibili dal distributore, possa facilitare la messa a punto di servizi innovativi al cliente finale (quali servizi per il monitoraggio avanzato e il controllo dei propri consumi, sino ad arrivare a servizi di flessibilità), creando nuove opportunità nel mercato dell'energia. Lo sviluppo di un ambiente virtuale per lo scambio B2B di dati e servizi a livello europeo (EU Market Place), contribuirà ad accelerare la messa a punto di nuovi servizi in Europa.

Il dimostrativo italiano vedrà in particolare la partecipazione di e-distribuzione, Enel Energia e Siemens Italia, con il coinvolgimento di 5.000 utenti finali, ai quali saranno forniti servizi di monitoraggio e controllo locale dei carichi per 500 di questi. Un quinto dimostrativo, guidato dal retailer austriaco Verbund, in assenza di sistemi di smart metering, consentirà di coprire condizioni regolatorie e di mercato molto diverse tra loro. Nel corso del 2017 sono stati ufficialmente avviati i dimostrativi, sono stati definiti i KPI necessari per la misurazione e valutazione degli use cases, è stato definito il linguaggio comune di scambio dati ed infine sono stati sviluppati sia il Market Place che le piattaforme per la fornitura di servizi avanzati nei cinque dimostrativi.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 2,14 milioni di euro di cui 1,49 milioni di euro finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Progetto evolvDSO

Iniziato a Settembre 2013, il progetto evolvDSO ha avuto come obiettivo la definizione, lo sviluppo e la validazione di strumenti e metodologie finalizzate ad abilitare i nuovi ruoli del DSO. Attraverso l'analisi di scenari futuri caratterizzati da diverse condizioni di penetrazione della generazione distribuita, mix energetico, "status" e costi di tecnologia, previsione d'incremento/riduzione di domanda energetica, evolvDSO ha definito i nuovi ruoli che il distributore dovrà svolgere. Partendo dal modello concettuale dei nuovi ruoli del distributore definito nel 2015, il Progetto ha analizzato la possibile applicazione dei futuri ruoli sulla base del contesto regolatorio e di mercato di 6 paesi europei (Belgio, Francia, Italia, Irlanda, Germania, Portogallo).

Si è proceduto inoltre allo sviluppo e alla validazione di nuovi strumenti e metodologie nell'ambito delle diverse aree di attività del DSO (Pianificazione, Esercizio, Manutenzione, Coordinamento DSO/TSO), ed a tal proposito nel corso della durata del progetto alcune di queste sono state oggetto di sperimentazione.

Il progetto si è concluso a marzo 2017 con la presentazione dei risultati finali del progetto alla commissione Europea. In particolare il report finale contiene le raccomandazioni circa l'evoluzione del ruolo del distributore tenendo conto di scenari futuri di breve e medio termine del mercato energetico nei paesi Italia, Spagna, Francia, Germania, Irlanda e Portogallo.

Il budget previsto da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 1,19 milioni di euro di cui 0,82 milioni di euro finanziati dalla Commissione Europea.

Progetto SPEED

Finanziato nell'ambito del programma FP7 Project, il progetto Speed ha l'obiettivo di sviluppare e testare dei trasformatori detti allo stato solido, basati sull'elettronica di potenza e utilizzando dei convertitori in alta frequenza con tecnologia IGBT e MOSFET. Questo sistema, oltre a presentare delle perdite equivalenti o inferiori rispetto a trasformatori di tipo tradizionale, presenta un isolamento interno a secco anziché in olio. Inoltre, con riferimento alle problematiche relative alla generazione distribuita, il sistema potenzialmente presenta anche i seguenti vantaggi: impiego in presenza di Storage, regolazione modulata della tensione di uscita, sostituzione dei singoli moduli in caso di guasto etc.

Il ruolo di e-distribuzione è mirato alla parte relativa ai trasformatori di tipo innovativo allo stato solido, in particolare alla definizione delle specifiche tecniche dal punto di vista dell'utilizzatore e, una volta verificato il corretto funzionamento, all'installazione di uno di questi "trasformatori" sulla rete elettrica gestita da e-distribuzione per validarne il funzionamento.

Nel corso del 2017 è stata definita la Cabina Primaria per l'installazione del prototipo (presso DTR-Lombardia) e la tipologia di collegamento. La consegna del trasformatore da sperimentare è stata posticipata dalla società capo progetto ad inizio 2018. Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 0,37 milioni di euro di cui 0,21 milioni di euro finanziati dalla Commissione Europea.

Progetto Ingrid

INGRID è un progetto europeo finanziato dal bando FP7. Il progetto, iniziato l'01/07/2012 e con scadenza originaria 30/06/2016, prorogata al 31/03/2017, è finalizzato a promuovere l'idrogeno "verde" sia per lo storage elettrico sia come vettore energetico per impieghi off-grid. L'idrogeno, prodotto mediante elettrolisi dell'acqua utilizzando i superi di energia elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili non programmabili disponibili sulla rete di distribuzione, è stoccato in forma solida (di idruro di magnesio). Parte dell'idrogeno è destinato alla produzione, mediante una cella a combustibile, di elettricità che è re-immessa in rete, il resto è disponibile per altri usi.

Il previsto impianto dimostrativo è stato realizzato a Troia (FG). Nell'anno 2017 sono state effettuate le regolazioni finali ed i test di funzionamento necessari per valutare le prestazioni del dimostratore nei diversi scenari operativi.

La partecipazione di e-distribuzione al progetto ha riguardato lo sviluppo e l'installazione di un sistema di comunicazione con il dimostratore INGRID, in modo da poter sperimentare processi cooperativi nel campo dei servizi ancillari di rete anche in relazione alla presenza di infrastrutture per la mobilità elettrica (in prossimità dell'impianto è stata installata una stazione di ricarica EV). Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 0,86 milioni di euro di cui 0,46 milioni di euro finanziati dalla Commissione Europea.

Progetto EU SYS-FLEX

A Settembre 2017 nell'ambito del Programma Fondi Europeo Horizon 2020 (Bando Energy – Call LCE-04-2017) è stato approvato il progetto EU Sys-Flex di cui e-distribuzione è partner.

Il gruppo di lavoro è formato da 34 Partner di 14 Paesi europei. Obiettivo dell'intero progetto è garantire un livello efficiente e sufficiente di servizi di sistema per facilitare il raggiungimento degli obiettivi mondiali di integrazione delle RES mantenendo un alto livello di resilienza. Ciò richiede la definizione della giusta quantità di flessibilità e dei servizi di sistema per supportare gli operatori del sistema di trasmissione, tenendo anche conto delle esigenze tecniche del sistema paneuropeo con oltre il 50% di RES, del mercato dell'elettricità, del regolatorio e del ruolo delle diverse parti interessate (ad esempio TSO, DSO, aggregatori, ecc.). Per dimostrare e testare le nuove soluzioni ed i nuovi servizi il progetto EU SysFlex prevede la realizzazione di 6 progetti dimostrativi innovativi in Francia, Finlandia, Germania, Irlanda, Italia e Portogallo.

In particolare e-distribuzione sarà impegnata nella realizzazione della demo italiana presso la CP di Quarto (area Forlì Cesena) con l'obiettivo principale di migliorare i sistemi previsionali nello scambio dati tra TSO e DSO e di modulare la potenza attiva e reattiva a livello di CP per favorire la regolazione della rete del TSO. Per attuare la modulazione della Potenza Attiva e Reattiva si sfrutteranno dei nuovi banchi di capacitori/induttori "smart" da installare lato MT del trasformatore di CP, lo Storage elettrico (EESS) (agli ioni di Litio, 1 MVA, 1 MWh) installato nell'ambito del progetto GRID4EU (concluso nel 2016) ed alcuni generatori fotovoltaici con potenza reattiva controllabile (già installati).

A Novembre 2017 si è svolto il Kick Off meeting che ha ufficialmente inaugurato l'inizio del progetto che prevede 4 anni di attività (11/2017-11/2021).

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 1,37 milioni di euro (di cui 0,15 milioni di euro sono relativi a costi di Enel S.p.A. coinvolta come terza parte) finanziato al 70% dalla Commissione Europea.

Progetto RESILIENZA

L'obiettivo di incrementare la resilienza del sistema elettrico si è affermato negli ultimi anni in considerazione del significativo aumento di frequenza e impatto di eventi meteorologici estremi, ovvero eventi particolarmente intensi e di vasta estensione, che comportano disalimentazioni di lunga durata per le forniture elettriche a causa del cedimento delle reti dovuto al superamento dei limiti strutturali di progetto.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha avviato e sviluppato un percorso regolatorio finalizzato all'incremento della resilienza delle reti elettriche, da ottenere in primo luogo mediante una maggior tenuta alle sollecitazioni.

Nel 2015 e-distribuzione ha realizzato un primo studio con CESI che, a partire dagli eventi meteo dei 15 anni precedenti e da un modello matematico di simulazione del processo di formazione dei manicotti di ghiaccio, ha consentito di individuare i possibili criteri tecnici di intervento sulla rete per far fronte a tale fenomeno. Conseguentemente e-distribuzione ha predisposto un Piano di Lavoro presentato all'Autorità il 31 marzo 2017,

contenente interventi per la riduzione dei rischi derivanti da carichi di neve e manicotto di ghiaccio per il biennio 2017-2018, redatto in conformità con le Linee Guida ARERA e con le previsioni contenute nel TIQE.

Nell'ambito di tale Piano, nel 2017 sono stati realizzati importanti investimenti soprattutto in Abruzzo, Toscana, Emilia – Romagna e Marche, per un costo complessivo di 60 milioni di euro.

Le leve di intervento sono: ricostruzione in cavo aereo di linee aeree in conduttori nudi, realizzazione di “richiuse” (generalmente in cavo aereo, talvolta in cavo interrato) per aumentare il grado di magliatura della rete, incremento del telecontrollo sulla rete per ridurre l'impatto delle interruzioni sui clienti.

Sulla base delle previsioni della Deliberazione ARERA n.31 del 25 gennaio 2018, entro il 30 giugno 2018 e-distribuzione pubblicherà il nuovo Piano 2018-2020, che comporterà per il 2018 un investimento complessivo di 190 milioni di euro.

MOBILITA' ELETTRICA

Nel 2017 è proseguito in Italia l'impegno di e-distribuzione S.p.A. per la realizzazione e promozione di infrastrutture di ricarica e l'ideazione di servizi a supporto dello sviluppo della mobilità elettrica. Ad oggi sono circa 3.500 le infrastrutture di ricarica installate nel territorio italiano sia in ambito pubblico che privato.

Le nuove tecnologie alla base della mobilità elettrica, permetteranno di diffondere l'uso dei veicoli elettrici e consentiranno una riduzione significativa delle emissioni nonché un miglioramento della qualità della vita, in particolar modo in città.

Il 2017 ha segnato l'avvio delle installazioni delle *Fast Recharge Plus* di seconda generazione in grado di ricaricare 2 auto contemporaneamente sia in corrente continua che alternata, rispettivamente a 50 kW, 22 kW o 43 kW, grazie al progetto europeo EVA+.

Allo stesso tempo è stata avviata l'attività per la progettazione delle Pole e Box station AC di 4° generazione. Queste nuove stazioni di ricarica costituiscono un ampliamento della gamma prodotti e di nuove funzionalità per i clienti.

Nel secondo 2017 è stato inoltre avviato lo sviluppo della nuova stazione V2G il cui design sarà totalmente in capo ad Enel.

Le infrastrutture di ricarica sono state incrementate presso le Zone e le Unità Operative di e-distribuzione per agevolare gli spostamenti del personale.

Car Sharing

Dalla collaborazione con Car2Go, società che si occupa di sharing pubblico, e-distribuzione ha assicurato il servizio di ricarica in Spagna per le automobili *Smart* elettriche in sharing.

Nel 2017 è stato gestito il servizio assicurando performances eccezionali. In questo progetto che vede 500 auto elettriche nel servizio di sharing, e-distribuzione garantisce la ricarica e la relativa gestione h24 tramite il centro di controllo EMM e più di 40 box station AC 22kW.

ALTRE INIZIATIVE

Multiservizio

Nel corso del 2017 è proseguito l'impegno di e-distribuzione S.p.A. per lo sviluppo e l'implementazione di una soluzione che, avvalendosi dell'asset elettrico capillarmente presente nel territorio nazionale, consenta la telelettura e la telegestione di apparati di misura del gas, dell'acqua e di altri servizi diversi da quello elettrico, e di raccogliere e gestire i dati di sensori ed altri apparati presenti in campo. Dato che l'attuale quadro regolatorio non prevede la fornitura da parte del distributore del servizio elettrico di questi servizi, le attività si sono svolte nell'ambito di progetti

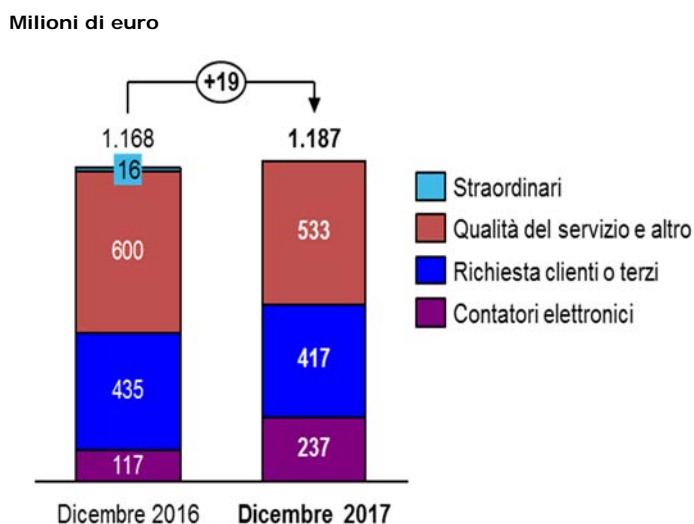
sperimentali approvati e finanziati dalla stessa AEEGSI, o in collaborazione con distributori multiservizio, titolari di concessione per il servizio elettrico e per quello gas.

I progetti principali in corso sono:

- Il Progetto UNICo (Urban Network for Integrated Communication), è stato avviato nel 2014 insieme con Rete Gas Bari, Acquedotto Pugliese e Comune di Bari e finanziato dall'Autorità per l'Energia, il Gas e il Sistema Idrico (AEEGSI), nell'ambito di un bando per la realizzazione di impianti di telegestione multiservizio ad alta innovazione tecnologica. e-distribuzione è il partner tecnologico di questo importante progetto di innovazione installando nelle proprie cabine elettriche concentratori multiservizio, in grado di teleleggere e telegestire i contatori del gas, dell'acqua e di altri servizi utilizzando la frequenza radio 169MHz.
Questo progetto, in ottica Smart City, ha previsto la realizzazione di un vero e proprio sistema integrato di telegestione: misuratori di gas naturale e di acqua, sensori di pressione della rete idrica, contestualmente ad altri servizi di pubblica utilità, quali calore, illuminazione pubblica e gestione energetica. Il progetto ha previsto anche un portale web, attivato nel 2017, che consente ai clienti coinvolti nel progetto di accedere direttamente (tramite computer, tablet e smartphone) alla visualizzazione delle letture giornaliere dei propri contatori ed ai consumi storici di gas ed acqua. L'infrastruttura è costituita da circa 230 concentratori dedicati al progetto e posizionati in quattro aree del comune di Bari differenziate per densità geografica, e consente la telegestione di oltre 30.000 punti.
Al termine della sperimentazione, prevista il 31 luglio 2018, il Distributore del gas (Rete Gas Bari) prevede di estendere il modello adottato con successo per esercire progressivamente tutti i 120.000 contatori del gas del comune di Bari, affidando il servizio mediante procedura di evidenza pubblica.
Il costo totale del progetto di Bari, che si concluderà il 31 luglio 2018, è di oltre 2.6 milioni di Euro, finanziati dall'AEEGSI, di cui 440 mila euro per e-distribuzione.
- Il Progetto Multiservizio per contatori elettrici e del gas, è stato avviato con Dolomiti Energia nel mese di aprile 2016. Dolomiti Energia è un operatore multiutility del Trentino che si avvale da anni degli apparati per la telegestione elettrica forniti da e-distribuzione, e che ha richiesto il supporto tecnologico, la fornitura di apparati aggiuntivi e la licenza per utilizzare la stessa infrastruttura anche per la telegestione del gas.
La finalità principale del progetto è quella di verificare in campo che gli indubbi vantaggi che offre la sinergia di una infrastruttura unica garantiscano in ogni situazione la conservazione delle prestazioni complessive sia della telegestione elettrica che quella del gas. Alla fine del 2017 sono stati installati circa 150 concentratori multiservizio che consentono la telegestione in esercizio contemporaneo di 33.000 contatori gas e 28.000 contatori elettrici.
Al termine della fase sperimentale, prevista nel mese di aprile 2018, Dolomiti Energia ha già espresso l'intenzione di avvalersi della soluzione di e-distribuzione per l'esercizio dell'intero parco di contatori elettrici e gas (circa 450.000 punti totali).

Investimenti

Gli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali realizzati nel corso del 2017 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi e alla qualità del servizio e agli adeguamenti alle prescrizioni e tecnologici.



Gli investimenti in qualità del servizio, adeguamenti ed interventi a seguito guasti registrano un contenimento di euro 67 milioni rispetto al 2016. Tale tipologia di investimenti comprende anche i lavori legati all'avvio del Piano Resilienza.

Gli investimenti per la qualità del servizio sono riconducibili al contenuto della delibera ARERA n. 646/2015/R/eel che ha definito la regolazione per la continuità del servizio, qualità della tensione e promozione selettiva degli investimenti per il periodo di regolazione 2016-2023. Essi sono finalizzati

principalmente al miglioramento e quindi al mantenimento dei livelli di qualità raggiunti che prevedono il riconoscimento di premi a fronte di miglioramenti conseguiti ovvero di penali in caso di mancato rispetto dei target. Gli investimenti in qualità sono perfezionati attuando una politica selettiva degli interventi, basata su principi di *risk-based asset management* e sulla valutazione economica dei costi rispetto ai benefici attesi in termini di continuità del servizio.

Gli investimenti per richiesta clienti e terzi risultano in riduzione di euro 18 milioni rispetto all'anno 2016 in relazione principalmente alla contrazione registrata delle richieste di adeguamento al carico per criticità sulla rete in parte riconducibili anche a lavori finanziati. Sebbene con un mix diverso sono in linea con l'esercizio precedente gli investimenti per la connessione dei clienti e per la connessione degli impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Gli investimenti in contatori elettronici (inclusi gli apparati di teletrasmissione) registrano un incremento di euro 120 milioni rispetto all'anno 2016, conseguenza dell'avvio del piano Open Meter, approvato dall'ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente) con la deliberazione 222/2017/R/eel del 6 aprile 2017, che prevede la sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di seconda generazione. Al 31 dicembre 2017 su un parco contatori elettronici installati di circa 35,9 milioni, circa 1,74 milioni sono di seconda generazione.

Negli investimenti in adeguamento si rileva una riduzione legata principalmente al contenimento delle attività per lavori finalizzati all'adeguamento tecnologico degli impianti ed in parte a minori investimenti su lavori finanziati; un lieve contenimento si registra anche negli interventi per adeguamenti a normative di carattere ambientale.

Un contenimento è presente anche sui costi sostenuti per gli interventi a seguito di guasti sugli impianti e per la riduzione del fenomeno dei furti.

Gli investimenti straordinari registrati nel 2016, per un importo pari ad euro 16 milioni, riguardavano principalmente l'acquisizione da parte di Unareti S.p.A. del ramo d'azienda di distribuzione relativo a 18 Comuni dell'hinterland milanese.

Politica ambientale

Nel 2017 e-distribuzione S.p.A. ha mantenuto attiva la certificazione del Sistema di Gestione Integrato per l'Ambiente, la Qualità, la Sicurezza e la Salute sul Lavoro e l'Energia, in conformità agli standard di riferimento (UNI EN ISO 14001, UNI EN ISO 9001, OHSAS 18001 e UNI CEI EN ISO 50001).

Le visite ispettive effettuate nel 2017 dall'Ente di Certificazione (RINA) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alla norma ISO 14001 del SGI, si sono concluse con esito positivo, riportando nessuna Non Conformità.

Il Sistema di Gestione garantisce, tra l'altro, il continuo controllo di tutti gli aspetti ambientali significativi connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica ed è applicato su tutto il territorio nazionale includendo sia l'organizzazione, costituita dalla Sede Centrale e da 11 Distribuzioni Territoriali di Rete (DTR), sia gli impianti, costituiti da oltre 1 milione di km di elettrodotti e da più di 400.000 cabine di trasformazione.

Coerentemente con ciò la Società attua costantemente una Politica Integrata della Sicurezza e Salute sul Lavoro, dell'Ambiente della Qualità e dell'Energia.

e-distribuzione S.p.A., nel perseguire la missione di garantire la distribuzione di energia elettrica, ottimizzando la gestione delle reti, nonché assicurare l'efficienza dei sistemi di misura e garantire il rispetto dei livelli di qualità del servizio tecnico, ha individuato/analizzato e tiene aggiornate, attraverso la "Scheda di Valutazione degli Effetti Ambientali", le attività che possono avere influenza sull'ambiente e gli effetti ambientali che ne derivano.

Gli aspetti ambientali sono individuati esaminando, per ciascuna attività, le condizioni operative e le condizioni di emergenza (imprevisto o possibile situazione di incidente).

L'elenco degli effetti ambientali importanti, generati dalle attività, sono stati identificati, valutati (PSA 1.14 Identificazione, valutazione e registrazione degli effetti ambientali) e riportati nell' "Elenco degli Effetti Ambientali Importanti" (EAI) a cui fanno riferimento specifiche Istruzioni.

e-distribuzione gestisce le proprie attività secondo i seguenti principi:

- ricerca l'ottimizzazione economicamente sostenibile dei processi aziendali, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della sicurezza e salute dei lavoratori e della razionalizzazione dei consumi energetici;
- stabilisce e persegue obiettivi per il miglioramento delle prestazioni aziendali e a tal fine sviluppa e applica le migliori tecnologie disponibili;
- valuta costantemente i rischi per la salute e la sicurezza connessi ai processi lavorativi e adotta un approccio sistematico al fine di eliminare i rischi alla fonte o, quando ciò non è possibile, minimizzarli, avendo come fine il raggiungimento dell'obiettivo "Zero Infortuni";
- assicura l'utilizzo di attrezzature e strumenti nello svolgimento dell'attività lavorativa conformi ai requisiti di salute, sicurezza e qualità;
- valorizza e arricchisce il patrimonio di esperienze e conoscenze comuni attraverso la formazione continua del personale e la diffusione delle informazioni;
- adotta le azioni necessarie per il raggiungimento della piena soddisfazione dei clienti del servizio di distribuzione;
- promuove ad ogni livello (personale, imprese appaltatrici, terzi) iniziative per accrescere la consapevolezza del rispetto per l'ambiente, la sicurezza, la salute sul lavoro e l'efficienza energetica;
- persegue iniziative per comunicare efficacemente con i clienti del servizio di distribuzione, i fornitori e il pubblico per rendere trasparente la politica e la gestione in materia di sicurezza, ambiente, qualità ed efficienza energetica;

- utilizza i migliori fornitori e sollecita il loro coinvolgimento nel raggiungimento degli obiettivi della Società;
- ottempera alle disposizioni delle norme tecniche e legislative applicabili;
- collabora con le autorità e con gli organismi qualificati per favorire interventi di tutela dell'ambiente e di prevenzione e protezione in materia di sicurezza e salute dei lavoratori;
- verifica periodicamente i principi della politica e la gestione dei processi della Società, in coerenza con gli obiettivi strategici e gli indirizzi del Gruppo.

In coerenza con i principi e gli obiettivi strategici, nel corso del 2017 sono proseguite le azioni volte al contenimento dell'impatto sull'ambiente delle reti elettriche attraverso:

- studi accurati dei tracciati delle linee elettriche;
- soluzioni tecnologiche innovative nella costruzione dei nuovi impianti;
- utilizzo esclusivo della soluzione in cavo per la costruzione delle linee di bassa tensione ed estensione dell'impiego del cavo per le linee di media tensione;
- specifiche di approvvigionamento orientate ad apparecchiature isolate in SF₆ sigillate o con tasso di perdita controllato e attenzione al recupero/riciclo del gas con di interventi formativi specifici rivolti al personale che effettua attività sulle apparecchiature che contengono gas SF₆ mirati a ridurre al minimo le emissioni durante la messa in servizio, la revisione, il funzionamento ed il trattamento di fine vita delle stesse;
- eliminazione progressiva delle apparecchiature in olio contaminato da PCB, in anticipo rispetto alle scadenze previste dalla legislazione;
- attenta gestione dei rifiuti attraverso l'implementazione di supporti informatici, l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e l'impegno al recupero;
- monitoraggio della performance ambientale attraverso la misura dei principali indicatori quali % rifiuti recuperati, dismissione TR con PCB, perdite ed emissioni di SF₆, Bonifiche e tutela della Biodiversità;
- attuazione, in collaborazione con le amministrazioni competenti e di controllo, dei decreti ministeriali 29 maggio 2008 relativi alla determinazione delle fasce di rispetto e alla misura e valutazione dell'induzione magnetica degli elettrodotti;
- controllo delle eventuali situazioni di interferenza degli elettrodotti con riferimento ai campi elettrici e magnetici di cui alla Legge 36/2001 e DPCM 8 luglio 2003;
- continuo monitoraggio delle criticità ambientali ed effettuazione delle visite di sorveglianza su tutto il territorio;
- attività di bonifica e ripristino ambientale a seguito di incidenti che coinvolgono impianti, avvalendosi di imprese appaltatrici specializzate in tale ambito con adeguata qualificazione;
- progetti e accordi con enti locali e organismi nazionali sulla tutela della biodiversità che prevedono azioni di stabilizzazione, ripopolamento e monitoraggio di specie animali minacciate.

Inoltre al fine di individuare costantemente ulteriori aree di miglioramento in linea con gli indirizzi aziendali, e-distribuzione S.p.A. ha continuato anche nel 2017 un'iniziativa specifica denominata "Progetto ambiente", che ha previsto attività di sensibilizzazione e formazione tecnico-operativa, rivolte anche alle imprese appaltatrici. L'iniziativa ha premesso di valutare parametri come percezione, conoscenza e comportamenti, su singoli temi ambientali, per indirizzare e favorire una consapevole diffusione della "conoscenza ambientale" all'interno dell'azienda.

Per quanto attiene alcuni risultati numerici delle performance ambientali di e-distribuzione S.p.A., si evidenzia che la percentuale di recupero relativa ai rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti nel 2017 direttamente da e-distribuzione S.p.A. si conferma a circa il 66%, mentre la percentuale di trasformatori in olio con PCB in servizio è meno dello 0,32% di quelli installati.

Risparmio energetico negli usi finali

Con la nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN2017 2021-2030) si è ribadito nuovamente quanto sancito dalla SEN attualmente in vigore, ovvero che, Insieme alla sicurezza degli approvvigionamenti, alla competitività, flessibilità e indipendenza energetica e alla riduzione delle emissioni climalteranti, l'efficienza energetica continua a rappresentare in Italia una priorità, al fine di raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21.

I certificati bianchi continuano ad essere, da molti anni, strumento cardine per il perseguimento dell'obiettivo di efficientamento energetico del paese. Ai sensi del decreto Bersani n.79/99, le imprese distributrici hanno l'obbligo di raggiungere obiettivi di efficienza energetica negli usi finali dell'energia. A tal fine è stato istituito, a partire dal 2005, un sistema regolatorio che ha posto in capo ai distributori, sia di energia elettrica che di gas, l'obbligo di conseguire obiettivi di efficienza e di risparmio energetico, in termini di milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) (D.M. 20/07/2004 e D.M. 21/12/2007), da conseguire con riduzioni di energia primaria negli usi finali. Con D.M. del 28 dicembre 2012 sono stati fissati gli obiettivi dal 2013 al 2016 e con l'ultimo D.M. dell'11 gennaio 2017 sono stati fissati gli obiettivi per gli anni dal 2017 al 2020.

Il meccanismo costituito si basa sull'acquisizione da parte dei distributori di "Titoli efficienza energetica" (c.d. TEE o certificati bianchi): un TEE è un certificato che attesta il conseguimento di un risparmio energetico pari a 1 TEP. I TEE sono emessi dal Gestore dei Servizi Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati a valle di una certificazione da parte del Gestore dei risparmi conseguiti.

In particolare per il solo settore elettrico i nuovi obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria, espressa in numero di Certificati Bianchi sono i seguenti:

- a) 2,39 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2017;
- b) 2,49 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2018;
- c) 2,77 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2019;
- d) 3,17 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2020.

Per adempiere agli obblighi e ottenere il risparmio energetico prefissato i Distributori possono:

- attuare i progetti direttamente oppure tramite società controllate;
- acquistare i TEE da soggetti terzi: la compravendita può avvenire tramite contratti bilaterali o in un mercato apposito istituito e regolato dal Gestore dei Mercati Energetici. I soggetti volontari che possono accedere al meccanismo dei TEE sono:
 - Energy Service Company (ESCO);
 - soggetti con obbligo di nomina dell'Energy Manager ai sensi dell'art. 19 comma 1 legge n. 10/91;
 - società che provvedano alla nomina dell'Energy Manager su base volontaria o si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001;
 - imprese distributrici con un numero di clienti finali inferiore a 50.000.

Entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori obbligati devono dimostrare di aver conseguito il loro obiettivo specifico annuale, nella misura minima del 60% (l'ultimo D.M. 11.01.2017 conferma tale soglia minima che era stata sancita per gli anni d'obbligo 2015 e 2016 dal precedente D.M. 28/12/2012, mentre negli anni precedenti, 2013 e 2014, era stata fissata al 50%) consegnando al Gestore dei Servizi Energetici Titoli di Efficienza Energetica equivalenti a tale obiettivo. Con l'ultimo D.M. è stato ridotto da tre a due anni il periodo necessario ad assolvere all'obbligo: dall'anno d'obbligo 2017 il distributore oltre a dover assolvere il 60% dell'obbligo assegnato, deve completare la quota rimanente nell'anno successivo e non, come in precedenza, nei due anni successivi.

A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario. Fino all'anno d'obbligo 2016 (terminato il 31.05.2017) la modalità di calcolo del contributo era sancita dalla Delibera n. 13/14 dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico che stabiliva un algoritmo per la determinazione del contributo tariffario strettamente correlato al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 giugno di ogni anno, veniva definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato ($t+1$), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo era impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE.

Con la Delibera ARERA n. 435 del 15 giugno 2017 e la Delibera n. 634 del 14 settembre 2017, valevoli a partire dall'anno d'obbligo 2017 (iniziato il 1° giugno 2017) la metodologia di definizione del contributo è stata in parte modificata.

Il contributo a preventivo, ridenominato in contributo di riferimento, viene calcolato secondo una formula che tiene conto delle medie di borsa degli ultimi due anni d'obbligo ponderate sui volumi scambiati sia in borsa che sui bilaterali.

Il contributo definitivo continua ad essere in funzione del prezzo medio di borsa, anche se il prezzo medio di borsa alla base del calcolo del contributo viene depurato dalle transazioni che, rispetto alla sessione precedente, subiscono una variazione sia positiva che negativa superiore al 12%. Il valore massimo della differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato, così come sopra definito (depurato dalle transazioni con variazione oltre il 12%) è stato mantenuto pari a 2 €/TEE solo per il 2017 e aumentato a 4€/TEE per il periodo 2018-2020.

E' stato inoltre introdotto un parziale criterio di competenza nella remunerazione dei TEE annullati in ciascun anno. Prima della nuova delibera sul contributo la remunerazione avveniva secondo un principio di cassa: tutti i TEE presentati per l'annullamento al 31 maggio di ciascun anno venivano remunerati, indipendentemente se si riferivano all'obbligo in corso o se erano il residuo degli anni precedenti, secondo la formula del contributo tariffario che si era formato in quell'anno, in coerenza con i costi che il soggetto obbligato aveva sostenuto.

Con l'introduzione di un parziale criterio di competenza la remunerazione segue il contributo dell'anno d'obbligo a cui i TEE annullati si riferiscono.

La percentuale sul residuo obbligo da assolvere entro l'anno successivo che verrà remunerata, a partire dall'anno d'obbligo 2018, secondo il criterio di competenza è stata definita nelle seguenti percentuali progressive:

- anno d'obbligo 2018 25%
- anno d'obbligo 2019 50%
- anno d'obbligo 2020 75%

Il valore del contributo tariffario di riferimento per l'obbligo 2017 è stato fissato a 170,29 euro/TEE.

Applicando la formula del contributo definitivo utilizzando il prezzo medio degli scambi (depurati dalle transazioni con variabilità oltre il 12%) intervenuti sul mercato nel periodo intercorso tra giugno e dicembre 2017 (parte dell'anno d'obbligo 2017 che si concluderà a maggio 2018), il risultato sarebbe un contributo definitivo provvisorio alla data del 31.12.2017 pari a 302,48 €/TEE. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2018), per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2018.

e-distribuzione S.p.A., ricoprendo circa l'85% dell'obbligo nazionale per il settore elettrico e circa il 40% dell'obbligo complessivo nazionale, svolge un ruolo di primo piano nel mercato dei Titoli di Efficienza Energetica.

A maggio 2017 e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 3.447.539 TEE, conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2016, azzerando il residuo obbligo 2014 e coprendo parte del residuo 2015.

Al 31 dicembre 2017 la società ha provveduto ad acquistare (da giugno 2017 a dicembre 2017) ulteriori 1,4 milioni di titoli, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2018, almeno il 60%

dell'obbligo 2017 (pari a 1,2 milioni di titoli), parte del residuo dell'obbligo 2016, oltre alla quota restante dell'obbligo 2015.

Nel corso del 2017, con l'obiettivo di riuscire ad adempiere oltre al 60% dell'obbligo 2017, anche l'elevato obbligo residuo del 2016, e-distribuzione S.p.A. ha cercato di diversificare la gamma delle offerte contrattuali, in un contesto di mercato che vede da un lato una riduzione dell'offerta complessiva di TEE con forte crescita dei prezzi e dall'altro un orientamento più speculativo dei venditori che scelgono sempre di più di vendere nel mercato regolamentato rispetto alla negoziazione di bilaterali.

Risorse umane

Organizzazione

Al 31/12/2017 la struttura organizzativa della società e-distribuzione spa è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 385, versione 5, del 07/07/2017 e si compone di:

- Unità Tecniche Centrali: Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione; Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità; Sviluppo Rete; Tecnologie di Rete;
- Unità di staff: Amministrazione; Pianificazione e Controllo; Personale ed Organizzazione; Affari Legali e Societari;
- Unità territoriali: Macro Area Nord; Macro Area Centro; Macro Area Sud, articolate in 11 Unità di Distribuzione Territoriale, 77 Zone e 297 Unità Operative Rete;
- Progetto "Contatore Elettronico di nuova generazione e attività connesse alla messa a disposizione delle infrastrutture di Rete per la posa di fibra ottica".

Tutte le suddette unità riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato di e-distribuzione spa.

Le principali modifiche intervenute nel corso dell'anno sono qui di seguito richiamate e riguardano:

- la riorganizzazione dell'unità Commerciale Rete, realizzando un miglioramento della relazione con il cliente, una ottimizzazione organizzativa nell'allocazione delle responsabilità ed un efficientamento dei processi operativi;
- la riorganizzazione dell'unità Tecnologie di Rete, realizzando una ottimizzazione organizzativa nell'allocazione delle responsabilità.

Inoltre, "e-distribuzione" spa, essendo parte di una Società verticalmente integrata (Enel Spa) ha adottato dal 2009 le prescrizioni previste dalla "normativa unbundling".

Consistenze

Come evidenziato nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2017 del personale di e-distribuzione S.p.A. è pari a 15.783 unità, con un decremento netto di 600 unità rispetto al 31 dicembre 2016 dovuto a 678 cessazioni (di cui 565 per effetto art.4) e alla mobilità in uscita (97) verso altre Società del Gruppo. Nel 2017 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento di 80 impiegati, di cui 31 laureati, oltre a 30 operai in Apprendistato Scuola Lavoro nell'ambito del territorio dell'Abruzzo; relativamente alla mobilità interna si è registrato l'ingresso di 64 risorse provenienti da altre Società del Gruppo.

| | Consistenza al 31 dicembre 2016 | Assunzioni e reinserimenti (*) | Cessazioni | Mobilità infragruppo | Cambi Categoria | Consistenza al 31 dicembre 2017 |
|---------------|--|--------------------------------------|------------|-------------------------|--------------------|--|
| Dirigenti | 105 | - | 2 | (5) | 9 | 107 |
| Quadri | 1.060 | | 40 | (47) | 59 | 1.032 |
| Impiegati | 8.198 | 80 | 403 | 10 | (33) | 7.852 |
| Operai | 7.020 | 31 | 233 | 9 | (35) | 6.792 |
| TOTALE | 16.383 | 111 | 678 | (33) | - | 15.783 |

(*) di cui 30 operai in Alternanza Scuola Lavoro

Sviluppo e Formazione

Le principali attività di sviluppo e formazione delle risorse umane per l'anno 2017 hanno riguardato:

- l'implementazione delle azioni conseguenti ai risultati dell'indagine di clima e sicurezza 2016
- la realizzazione di iniziative di change management connesse al processo di digital transformation.
- la definizione di un sistema delle competenze specifiche di e-distribuzione e relativa rilevazione delle competenze possedute dalle risorse che ricoprono alcuni dei ruoli chiave dell'organizzazione
- la definizione e implementazione di percorsi formativi mirati.

In particolare, per quanto riguarda le azioni legate all'indagine di clima, sono state avviate iniziative per rispondere alle evidenze emerse in tema di work life balance, relazione capo-collaboratori, salute e sicurezza; riguardo a quest'ultimo punto sono stati realizzati workshop rivolti alla popolazione femminile per favorire una maggiore consapevolezza su tutti gli aspetti connessi alla sicurezza sul lavoro.

La spinta alla digitalizzazione dei processi, portata avanti in e-distribuzione dal progetto Digitaly, ha richiesto la messa a punto di un piano dedicato di change management; in tale contesto sono state definite e realizzate diverse iniziative per diffondere la consapevolezza e la cultura sui temi digitali oltre che per sviluppare nuove competenze a supporto dei processi di trasformazione digitale.

In merito al sistema delle competenze, è stata avviata una mappatura di quelle tradizionali ed emergenti richieste nell'ambito della distribuzione, con particolare riguardo ai ruoli di capi unità sul territorio e capi squadra, al fine di definire percorsi formativi dedicati, in particolare nell'ambito digitale. Sono stati così erogati i primi corsi in tema di Smart Grid e Customer Journey, oltre a moduli tecnici su argomenti quali Fibra ottica, Manutenzione Impianti AT, Fatturazione.

Nel 2017 sono inoltre proseguite le azioni di diffusione della cultura Open Power con un'iniziativa di formazione focalizzata sul valore dell'innovazione, che ha coinvolto oltre 600 ruoli chiave di sede centrale e di territorio.

Infine, come di consueto, sono state realizzate azioni formative su tematiche tecniche e di safety, che hanno interessato le risorse presenti nelle diverse realtà operative di e-distribuzione.

Relazioni sindacali

In coerenza con il modello di relazioni industriali vigente in Enel, le principali attività e iniziative che hanno riguardato Reti Italia nel corso del 2017 sono state oggetto di specifici incontri con le OO.SS., sia a livello nazionale che territoriale, così come in ambito di organismo paritetico bilaterale.

I primi tre mesi dell'anno sono stati caratterizzati da una intensa attività di tipo informativo sull'evoluzione dello stato di emergenza neve in Abruzzo e Marche e sulle iniziative post-emergenza che hanno portato all'adozione di un piano di resilienza della rete elettrica, con specifici investimenti sul territorio.

È inoltre proseguito il monitoraggio del piano di turnover del personale secondo quanto previsto dall'accordo quadro 27/11/2015 di regolamentazione dell'art. 4 L.92/2012.

Più in generale nel corso del 2017 si è provveduto ad accompagnare, con incontri sindacali di informazione e condivisione degli obiettivi aziendali, l'attuazione di progetti di innovazione tecnologica e organizzativa quali:

- il Progetto Contatore Elettronico e Fibra Ottica
- la costituzione di nuove Unità Lavori Sotto Tensione MT nell'ambito dell'Esercizio Rete territoriale
- il trasferimento delle manovre AT ai Centri Operativi territoriali
- il nuovo Sistema di segnalazione di guasti e il Contact Center Commerciale
- la cessione di ramo della "mobilità elettrica" (da e-distribuzione Spa ad Enel X Srl).

L'attività dell'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza Infrastrutture e Reti ha accompagnato, con pareri e proposte, l'evoluzione delle relazioni sindacali sui temi della sicurezza. Più in particolare, nel 2017 l'attività si è incentrata sul tema della gestione delle prestazioni fuori dal normale orario di lavoro e dei riposi.

Sono state inoltre lanciate numerose iniziative sempre in tema di sicurezza tra cui: la diffusione su tutto il territorio nazionale della procedura Riposi Diari HR per il monitoraggio della fruizione dei riposi fisiologici e aggiuntivi; l'adozione dell'applicativo e-COM (che ha fornito al Centro Operativo e al tecnico reperibile un ulteriore strumento per la gestione delle prestazioni in reperibilità); la sperimentazione - sui veicoli aziendali - di dispositivi per la guida sicura; lo sviluppo di un applicativo per la sicurezza dei verificatori (accompagnato da specifico accordo siglato con le OO.SS. nazionali).

Sicurezza sul lavoro

Nell'ambito del piano delle iniziative volte al miglioramento continuo oltre alle attività di formazione previste e alle iniziative avviate d'intesa con Holding e la Global Business Line, e-distribuzione S.p.A. ha implementato precedenti progetti ed avviato nuove attività, come di seguito riportato.

Active Safety at Work (ASW)

Nel corso del 2015, il sistema era stato diffuso in almeno una Zona per ciascuna DTR, arrivando ad un numero complessivo di Unità pari a 14, con estensione a circa 1300 operatori.

Nel maggio 2016 era stato stipulato un nuovo contratto di fornitura dei tag prevedendo l'acquisizione di un totale di 30600 tag 2.0 ad alte performances (corrispondente a 2500 kit completi di DPI) entro la fine dell'anno.

Le vicende societarie, con passaggio di proprietà e quindi cessione di contratto, hanno comportato un blocco dell'attuazione del progetto, con un ritardo accumulato praticamente dell'ordine di un anno.

Con lo ristabilimento di una situazione gestionale efficace, è ripresa la produzione dei tag, con consegna del primo lotto (un terzo del totale) nel mese di dicembre 2017. Entro marzo 2018 sarà completata la fornitura dei 30600 tag.

La ripresa del progetto verso il territorio prevede l'aggiornamento con i tag 2.0 dei DPI del personale già munito del sistema. Si procederà poi al coinvolgimento di altrettante nuove Zone, per ulteriori 1300 operatori.

Nel frattempo si procederà all'ulteriore sviluppo ed integrazione dell'App sugli smartphones del personale tecnico-operativo da parte di ICT, con abbandono del rapporto diretto di QSA con fornitori terzi. L'obiettivo è trovare poi sul mercato fornitori di hardware (tag) rispondenti alle specifiche e-distribuzione, che possano direttamente approvvigionare i fornitori dei DPI e che possano interfacciarsi con l'App sviluppata

Formazione di apprendistato (Operaio 2.0)

Trascorsi i 36 mesi previsti, si è conclusa l'attività di formazione degli oltre 1600 apprendisti, variamente distribuiti sulle 11 DTR, assunti nel corso del 2014. L'attività si è svolta con il supporto dei 16 centri di addestramento di E-Distribuzione.

Parallelamente prosegue l'erogazione dei moduli del I° e II° anno per i circa 450 apprendisti assunti nel corso del 2016. Per costoro si è nel contempo aggiornato il percorso formativo introducendo nuovi contenuti afferenti ad argomenti tecnico/organizzativi (Digital Induction).

Formazione di apprendistato in alternanza scuola-lavoro

E-Distribuzione ha completato la formazione di apprendistato, in alternanza scuola-lavoro, dei 120 studenti iscritti all'ultimo anno di scuola negli istituti tecnici ad autunno 2015.

I ragazzi neo-diplomati del primo ciclo di alternanza scuola lavoro, inseriti in azienda con contratto di apprendistato a settembre 2016 stanno completando il percorso di apprendistato partecipando ad una formazione integrativa della durata di 13 mesi, a complemento di tutta quella fatta in alternanza. Il percorso è stato realizzato prevedendo l'erogazione argomenti di carattere tecnico e di sicurezza, intervallati da periodi di affiancamento operativo nelle squadre di appartenenza. In tal modo i ragazzi, partendo dalla condizione di PAV BT, potranno acquisire la classificazione di PES per l'esercizio delle reti MT/BT ed idoneità ai lavori sotto tensione BT per la piena operatività sulle reti di e-distribuzione, equivalentemente agli altri apprendisti.

Da settembre 2016 inoltre è stato avviato un secondo ciclo con apprendisti in alternanza scuola-lavoro, per un complessivo di 140 ragazzi, distribuiti su 7 sedi del territorio nazionale. I ragazzi hanno iniziato il secondo anno di alternanza che si concluderà nell'estate 2018.

Infine da settembre 2017 due istituti tecnici dell'Abruzzo (Chieti e Teramo) partecipano con ragazzi iscritti al IV° anno ad un nuovo ciclo di apprendistato in alternanza scuola-lavoro.

Sensibilizzazione infortuni stradali in itinere

In relazione al reiterarsi di eventi infortunistici di tipo stradale che hanno coinvolto nel 2016 e 2017 dipendenti e-distribuzione durante il tragitto casa lavoro e viceversa, ed il coinvolgimento di alcuni giovani colleghi con utilizzo di moto, è proseguita la campagna di sensibilizzazione sulla guida sicura rivolta a tutto il personale.

Progetto Comportamenti

“Sviluppo comportamenti sicuri”

e-distribuzione, in collaborazione con l'istituto Piepoli, ha sviluppato un progetto finalizzato all'individuazione di nuovi strumenti di prevenzione nell'ambito della sicurezza sul lavoro che si è realizzato in diverse fasi:

La fase di prima elaborazione ha coinvolto 70 persone in 5 focus group, finalizzati ad esplorare stati d'animo e atteggiamenti mentali, più o meno consapevoli, che possono predisporre a comportamenti non sicuri anche persone esperte e competenti. I 5 focus group sono stati costituiti da campioni socio-demografici diversificati, rappresentativi delle diverse realtà territoriali e con anzianità ed esperienze lavorative non uniformi, ma aggregati in relazione al vissuto in tema di infortuni e comportamenti non sicuri. Ciascun gruppo, affiancato da un tutor, è stato impegnato in un percorso strutturato ad hoc mirato a far emergere i principali atteggiamenti mentali che sottendono ai comportamenti nei gruppi analizzati

E' stato quindi elaborato un primo questionario di circa 170 domande finalizzato ad individuare la potenziale propensione a comportamenti non sicuri

La successiva fase del progetto ha previsto un affinamento del questionario mediante un test di controllo effettuato su un campione di 129 risorse equamente selezionate tra incidentati e non incidentati. Elaborati gli esiti, tramite factor analysis, è stato consolidato un test di 70 domande e individuati 5 fattori che meglio descrivono le differenze tra coloro che hanno avuto o rischiato di avere incidenti, da quelli che non ne hanno mai avuti, e pertanto possono essere predittivi della maggiore o minore propensione a comportamenti sicuri.

Tra fine ottobre ed inizio novembre è stato erogato il test on line a tutto il personale operativo (6.800) con una redemption del 86%

I risultati del test on line, aggregati opportunamente a livello di squadra, sono in fase di elaborazione e consentiranno di definire, sulle stesse, interventi formativi mirati che, inseriti nei programmi annuali, avranno caratteristiche di recurrent training.

“Comportamenti Autoprotetti”

Il progetto è stato sviluppato in collaborazione con l'Università di Genova, Dipartimento di Scienza della Formazione con l'obiettivo di mettere a disposizione strumenti per la formazione continua e per la valutazione individuale con l'obiettivo di perseguire la sicurezza integrata nel lavoro.

Comportamenti individuali e di gruppo autoprotetti sono la base per il consolidamento di un'organizzazione resiliente, e quindi sicura, che mette in atto comportamenti consapevoli, anticipando i possibili rischi, reagendo in modo adeguato, coordinandosi efficacemente e imparando dall'esperienza.

Nei primi mesi dell'anno si è concluso il pilota in due sessioni in DTR PIL, presso la Zona Alessandria Asti, che ha visto coinvolti 14 operai con anzianità lavorativa diversificata, compresi apprendisti.

In questa fase sono stati investigati scenari operativi di simulazione delle attività lavorative per famiglia professionale attraverso l'esplorazione ed il rilievo di resistività individuali e collettive alla adozione di comportamenti sicuri autoprotetti, dettati da una confidente competenza consolidata, parziale cognizione personale di contesto e dinamiche relazionali inefficaci.

Nelle due giornate di formazione sono state svolte attività complete simulate adeguatamente e su ogni attività i consulenti è stato condotto un debriefing di gruppo adeguato (tempo circa 1 ora), per giungere ad una valutazione degli scostamenti tra il profilo atteso e quanto rilevato e la rilevazione delle differenze attraverso l'osservazione dei pari cioè del gruppo di appartenenza.

Nella fase iniziale delle giornate il gruppo dei partecipanti aveva definito il proprio profilo di competenze di autoprotezione e questo è stato poi confrontato con quello costruito nei gruppi di approfondimento.

Si ritiene la metodologia d'interesse e buona efficacia, che richiede tuttavia investimenti da realizzare in tutti i centri di addestramento operativo per l'allestimento di sistemi di ripresa, trasmissione in diretta nell'aula e registrazione per il debriefing. L'obiettivo è di estendere la formazione a tutto il personale in maniera interna, con formatori adeguatamente preparati, ed indipendente da soggetti esterni.

Revisione processo dei controlli (fuori linea)

Il ripetersi di gravi eventi infortunistici ha condizionato la linea di azione nei confronti delle imprese appaltatrici che sostanzialmente si riassumono nei seguenti punti:

- ✓ Incremento dei controlli fuori linea vs controlli in linea
- ✓ Intensificazione dei controlli sui rischi fondamentali (caduta dall'alto, rischio elettrico, taglio piante, schiacciamento) anche mediante terzi e Capi Squadra
- ✓ Pianificazione giornate controllo 100% cantieri impresa
- ✓ Applicazione metodologia ECoS per verifica dei processi nelle Unità Organizzative
- ✓ Extra controlli con Team Centrale
- ✓ Incontri locali per acquisizione sistemi controllo imprese e principali esiti

In aggiunta ai normali controlli in corso d'opera, sono stati progressivamente estesi anche alle imprese i controlli Fuori Linea, eseguiti da personale esperto in materia di sicurezza, al di fuori del territorio di propria competenza. Ulteriore supporto nell'attività di controllo è stato richiesto ad associazioni di professionisti terzi allo scopo di incrementare ulteriormente il volume dei controlli.

Si è inoltre costituito un Team Centrale di 40 tecnici specialisti di controlli cantiere, coordinati da QSA, con l'obiettivo di elevare il livello di detection delle non conformità su tutte le tipologie di cantieri d'impresa.

I controlli fuori linea d'impresa sono così stati progressivamente incrementati rispetto alla programmazione d'inizio 2017, arrivando a prevederne almeno 10000: di questi 8000 da realizzare con i tecnici delle DTR e 2000 a cura del Team Centrale. I controlli di DTR devono essere eseguiti per un 10% su lavori non programmati. Per rendere sostenibile l'attività di controllo, il volume di quelli da eseguire con modalità in linea (controlli in corso d'opera) è stato ridimensionato a un controllo ogni 3000 punti, potendosi prevedere di effettuare comunque almeno 15000 controlli con tale modalità.

A fine 2017 il numero di controlli effettuati a livello nazionale ha superato il 108% dell'obiettivo. Il numero di cantieri con almeno una irregolarità è risultato pari a 1.344 cantieri sul totale controllato di 10.772, il tasso di irregolarità rilevanti è pari a 2,2% (n. 242 irregolarità rilevanti sul totale di attività controllate).

L'incremento dei controlli è stato accompagnato dall'incremento della severità delle sanzioni in caso di riscontri di non conformità rilevanti, che si sono concretizzate nelle seguenti azioni:

Introduzione NC rilevanti per nuovi contratti:

- ✓ Penali quadruplicate
- ✓ Modifica parametri vendor rating safety

Azioni immediate a fronte di non conformità grave:

- ✓ sospensione del preposto ed addetto impresa con obbligo di intervento formativo
- ✓ Sospensione totale o parziale delle attività lavorative con obbligo presentazione remediation plan
- ✓ In caso di reiterazione sospensione totale lavori e richiesta sospensione/revoca qualificazione
- ✓ Riammissione impresa subordinata all'attuazione del remediation plan e risultanze verifiche cantieri

Consuntivo sospensioni preposti 221, stop work 65, sospensioni qualifiche 7, penali applicate di circa 973 k€.

Oltre agli aspetti sanzionatori repressivi, si sono adottate metodiche preventive organizzando un corso di formazione specifico per preposti che coinvolgerà circa 5000 preposti d'impresa tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018.

Realizzazione book infortuni per Enel

Dopo la pubblicazione del book infortuni gravi e mortali occorsi a personale di E-Distribuzione e delle Imprese negli ultimi 10 anni nel 2016, si è proseguita l'iniziativa ritenendo utile ed efficace l'allestimento del book anche per il 2017, con riferimento a tutti gli eventi registrati. Pertanto si è pubblicata un'edizione in formato digitale alla scadenza del primo semestre, con l'intenzione di lanciarne una anche a chiusura d'anno

Per l'edizione del primo semestre è stata effettuata la distribuzione via e-mail di una copia a tutti i dipendenti di E-Distribuzione oltre che alle imprese appaltatrici. L'iniziativa sarà seguita da diffusione di copia cartacea sul book di fine anno.

Virtual Reality

Il progetto "Realtà Virtuale" è una innovativa modalità di formazione che coinvolge in modo realistico e dinamico gli operatori poiché consente di simulare differenti scenari tridimensionali di cantiere riproducendo fedelmente tutte le condizioni lavorative e gli effetti (anche negativi) delle azioni eseguite. Consente di esercitarsi su metodi di lavoro, procedure tecniche e di sicurezza fedelmente riprodotte negli scenari simulati. La molteplicità dei contenuti e la variabilità delle condizioni tecniche ed ambientali, consentono di simulare situazioni lavorative fruibili in crescenti e mutevoli condizioni di difficoltà.

L'utilizzo di sensori consente la manipolazione e il controllo dell'ambiente in modo consapevole e pienamente percettivo.

Ad oggi le simulazioni sviluppate riguardano le attività eseguibili da terra in una cabina a torre allestita a giorno sono le sostituzioni di:

- ✓ Fusibile MT

- ✓ Quadro BT
- ✓ Trasformatore MT/BT

Sono state anche sviluppate le simulazioni riguardanti i lavori in elevazione per sostituzione di:

- ✓ Scaricatori
- ✓ IMS a parete
- ✓ isolatore rigido su palo di linea tramite auto-cestello e con scala ad elementi innestabili in alluminio

Ogni simulazione è stata realizzata in condizioni di alta e scarsa visibilità sia in modalità guidata che in modalità libera con gestione dei possibili errori.

Entro l'anno saranno completate le installazioni dei simulatori 3D in tutti i Centri di Addestramento Operativo (3 Master e 8 Standard).

Parallelamente alla tecnologia del Virtual Reality è in forte sviluppo anche quella denominata Augmented Reality (AR), che trova efficaci applicazioni nel trasferimento direttamente in campo, con l'uso di tecniche multimediali sugli smartphones, d'informazioni utili alla corretta esecuzione di attività lavorative.

Revisione PRE

E' proseguito anche nel 2017 il lavoro del GdL incaricato di effettuare la revisione delle Norme integrative per la Prevenzione del Rischio Elettrico (PRE) per recepire le novità normative introdotte dalle CEI EN 50110-1 2014-01 e dalla Norme CEI 11-27 2014-01.

L'attività ha portato all'elaborazione di un unico documento PRE avviato alla fase di inchiesta interna.

Si sono avviati nel frattempo i contatti per l'intervento sui sistemi informativi aziendali (StWeb) prima del rilascio in esercizio della nuova revisione.

Si sono contestualmente definiti i destinatari ed i contenuti della campagna di formazione che coinvolgerà la totalità del personale operativo e la grande parte dei tecnici (di Zona, PLA, TLV e turnisti dei centri operativi).

Definizione modalità accesso all'infrastruttura elettrica per la posa di fibra ottica da parte delle imprese appaltatrici di Open Fiber

QSA ha definito con i colleghi del progetto Contatore Elettronico e Fibra (CEF) le modalità di accesso in sicurezza alle infrastrutture della rete elettrica per la posa della fibra. Sono stati pertanto definiti i contenuti e le prescrizioni per Open Fiber per l'adempimento agli obblighi previsti dall'art. 26 c. 3 del DLgs. 81/08. Nel contempo sono state definite le modalità per l'affidamento di porzioni di rete alle imprese appaltatrici di Open Fiber. Tutto il processo è stato pertanto regolamentato affinché tutti i disposti di legge e delle norme tecniche siano garantiti a tutela del personale impegnato nelle operazioni di posa della fibra ottica.

Anche per quanto riguarda le attività di sostituzione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione (CE2G), il progetto è stato supervisionato con la collaborazione dei colleghi dedicati allo specifico progetto affinché le tematiche di sicurezza siano adeguatamente presidiate, dalla fase di affidamento dei lavori alle fasi di esecuzione dei controlli nei cantieri da parte di tecnici di e-distribuzione impegnati in sorveglianza operativa.

Virtual Check Point Contractors (VCPC)

Nel 2017 è stata completata diffusione dell'applicazione per tutte le imprese appaltatrici, con distribuzione di oltre 2000 smartphones ai preposti.

Oltre al rilievo delle maestranze e mezzi presenti nel cantiere, con verifica dei profili professionali in automatico, coerentemente con il lavoro commissionato all'impresa, l'App consente anche l'acquisizione georeferenziata di foto relative all'applicazione delle 5 regole d'oro ed alle controventature dei sostegni. L'uso è un obbligo contrattuale ed è perciò in progressivo diffusione tra le maestranze d'impresa.

Andamento infortunistico e Action plan a seguito analisi eventi

Tutte le comunicazioni degli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa, vengono inviate, da parte della competente struttura di Safety di Holding, all'Organismo di Vigilanza 231 di Enel SpA che provvede ad inoltrarle all'Organismo di Vigilanza di e-distribuzione.

Nel 2017 si registrano valori che evidenziano la riduzione del fenomeno infortunistico rispetto all'anno precedente, confermando il trend in riduzione degli ultimi 5 anni, del tasso di frequenza combinato che risulta pari a 1.56 (circa il -10,3% vs 2016 - dato stimato, non definitivo).

Per quanto attiene il personale di e-distribuzione, il tasso di frequenza, da un valore di consuntivo 2016 pari a 1.90 infortuni per milione di ore lavorate, registra a fine dicembre un valore di 1.67 in diminuzione del 12,1% (dato provvisorio). Di seguito si riportano gli infortuni gravi/mortali occorsi nel 2017. Nel corso del 2017 si sono verificati tre infortuni mortali nel mondo delle imprese appaltatrici:

1. Il primo è occorso ad un operaio in Calabria il 20 febbraio per caduta dall'alto (ribaltamento dell'operatore insieme al sostegno su cui stava operando)
2. Il secondo si è verificato durante un'attività di taglio piante in DTR ERM il 1 marzo (Schiacciamento dell'addetto da parte dell'albero abbattuto)
3. Il terzo è capitato in DTR ERM durante un'attività di movimentazione carichi (schiacciamento dell'addetto da parte di un sostegno movimentato con autogrù);

Si sono inoltre registrati 2 infortuni gravi, che hanno coinvolto il personale di e-distribuzione.

1. Scivolamento in piano durante la discesa da automezzo
2. Caduta dall'alto con la scala a sfilo durante l'attività di demolizione di una linea BT a parete

Nel 2016 si era verificato 1 solo infortunio mortale ad impresa.

| Infortuni anno 2017 occorsi a: | Gravi | Mortali |
|---|------------------------|------------------------|
| dipendenti e-distribuzione | 2⁽¹⁾ | 0 |
| dipendenti imprese appaltatrici | 0 | 3⁽²⁾ |
| <i>⁽¹⁾ per caduta dall'alto con ribaltamento scala</i> | | |
| <i>⁽²⁾ per caduta dall'alto con ribaltamento palo</i> | | |

Per gli infortuni gravi e mortali sono stati effettuati gli approfondimenti previsti, con la costituzione del Gruppo di Esperti, la redazione del rapporto di analisi, l'individuazione di azioni nei confronti dei soggetti coinvolti (impresa appaltatrice) e la proposta di iniziative di miglioramento, in attuazione della Policy 106 v2 emessa il 10 agosto 2016.

A seguito degli infortuni mortali sono state sospese le qualifiche sia dell'impresa coinvolta sia del Consorzio titolare del contratto di appalto.

Inoltre anche per gli infortuni "rilevanti" sotto il profilo del rischio operativo, indipendentemente dalla classificazione di "grave", sono state effettuate analisi finalizzate sempre alla individuazione delle cause e delle azioni di miglioramento e iniziative specifiche nei confronti dei soggetti coinvolti.

Il tasso di frequenza per le imprese appaltatrici (determinato sulla base dei dati di consuntivo delle attività svolte e dei dati forniti dalle imprese circa il numero di infortuni) dal valore di consuntivo del 2016 pari a 1,46 registra a fine dicembre (dato provvisorio) 2017 un valore pari a 1,39 (in diminuzione del 4,8% rispetto al 2016).

Tutte le comunicazioni degli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa, vengono inviate, da parte della competente struttura di Safety di Holding, all'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A. che provvede ad inoltrarle all'Organismo di Vigilanza di e-distribuzione.

Risultati economico-finanziari

Definizione degli indicatori di performance

Al fine di illustrare i risultati economici di e-distribuzione S.p.A. e di analizzarne la struttura patrimoniale e finanziaria, sono stati predisposti distinti schemi riclassificati, diversi da quelli previsti dai principi contabili IFRS-EU (*International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea) adottati dal Gruppo e contenuti nel bilancio d'esercizio. Tali schemi riclassificati contengono indicatori di performance alternativi rispetto a quelli risultanti direttamente dagli schemi del bilancio d'esercizio e che il management ritiene utili al fine del monitoraggio dell'andamento della società e rappresentativi dei risultati economici e finanziari prodotti dal business.

Nel seguito sono forniti i criteri utilizzati per la costruzione di tali indicatori.

Margine trasporto energia: rappresenta il primo margine del core business ed indica la differenza tra i ricavi della gestione caratteristica, i costi di trasporto dell'energia e i costi di acquisto dell'energia per "usi propri".

E' calcolato sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Ricavi energia", rilevati tra i "Ricavi delle vendite e delle prestazioni";
- "Costi per acquisto energia", rilevati tra i costi per "Materie prime e materiali di consumo";
- "Costi per trasporto energia", rilevati tra i costi per "Servizi".

Margine operativo lordo: rappresenta un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando al "Risultato operativo" gli "Ammortamenti ed Impairment".

Attività immobilizzate nette: determinate quale differenza tra le "Attività non correnti" e le "Passività non correnti" ad esclusione:

- delle "Attività per imposte differite";
- dei "Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine";
- dei "Finanziamenti a lungo termine";
- del "TFR e altri benefici al personale";
- dei "Fondi rischi e oneri";
- delle "Passività per imposte differite".

Capitale circolante netto: definito quale differenza tra le "Attività correnti" e le "Passività correnti" ad esclusione:

- delle "Disponibilità liquide e mezzi equivalenti";
- dei "Finanziamenti a breve termine", delle "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", dei "Crediti finanziari e titoli a breve termine", dei Fondi rischi e oneri" e di talune poste incluse nelle "Altre Attività finanziarie correnti" e nelle "Altre Passività finanziarie correnti".

In particolare, nell'ambito del Capitale Circolante Netto, la *Posizione tributaria netta* è determinata sommando algebricamente le seguenti voci:

- "Crediti per imposte sul reddito";
- "Altri crediti tributari";
- "Debiti per imposte sul reddito";
- "Altri debiti tributari".

Capitale investito netto: determinato quale somma algebrica delle “Attività immobilizzate nette” e del “Capitale circolante netto”, dei Fondi rilevati tra le passività, delle “Passività per imposte differite” e delle “Attività per imposte differite”.

Indebitamento finanziario netto: è determinato dai “Finanziamenti a lungo termine” (comprese le quote correnti), dai “Finanziamenti a breve termine”, da alcune poste incluse nelle “Altre passività finanziarie correnti”, al netto delle “Disponibilità liquide e mezzi equivalenti”, dei “Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine”, dei “Crediti finanziari e titoli a breve termine” e di alcune poste incluse nelle “Altre attività finanziarie correnti”.

Risultati economici

La gestione economica dell'esercizio 2017 è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del Conto Economico, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando gli stessi con i dati del Conto Economico 2016.

| Milioni di euro | al 31 dicembre 2017 | al 31 dicembre 2016 | Variazione |
|--|---------------------|---------------------|--------------|
| Ricavi tariffari e Perequazioni | 6.060 | 6.073 | (13) |
| Costo trasporto e acquisto energia | (1.564) | (1.511) | (53) |
| Margine trasporto energia | 4.496 | 4.562 | (66) |
| Altri ricavi | 1.531 | 1.175 | 356 |
| Costo del lavoro | (764) | (781) | 17 |
| Materiali | (148) | (176) | 28 |
| Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi | (730) | (706) | (24) |
| Altri costi | (920) | (444) | (476) |
| Altri costi operativi | (2.562) | (2.107) | (455) |
| Margine operativo lordo | 3.465 | 3.630 | (165) |
| Ammortamenti e impairment | (1.153) | (1.027) | (126) |
| Risultato operativo | 2.312 | 2.603 | (291) |
| Oneri finanziari netti | (387) | (422) | 35 |
| Risultato prima delle imposte | 1.925 | 2.181 | (256) |
| Imposte | (593) | (730) | 137 |
| RISULTATO DEL PERIODO | 1.332 | 1.451 | (119) |

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.496 milioni, risulta diminuito rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.562 milioni). Il decremento, di euro 66 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'effetto negativo, pari a euro 76 milioni, derivante dal meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione, in conseguenza della riduzione delle tariffe di riferimento per l'anno 2017;
- all'effetto negativo, pari a euro 30 milioni, conseguenza dell'abolizione, a partire dal 1° gennaio 2017, del meccanismo di perequazione dei clienti domestici;
- all'effetto negativo, pari a euro 72 milioni, per maggiori costi trasporto energia, derivante dall'incremento delle tariffe di trasmissione (Deliberazione ARERA n. 779/2016);
- all'effetto negativo, pari a euro 28 milioni, derivante dall'iscrizione della perequazione perdite di rete;
- dall'effetto negativo, pari a euro 7 milioni, dovuto alla variazione delle sopravvenienze registrate relativamente ai ricavi tariffari e ai meccanismi di perequazione di anni precedenti;
- all'effetto positivo, pari a euro 98 milioni, relativo all' incremento delle tariffe di trasmissione (Deliberazione ARERA n. 779/2016);
- all'effetto positivo, pari a euro 28 milioni, della perequazione Sisma Centro Italia;
- all'effetto positivo, pari a euro 20 milioni, dovuto alla variazione delle sopravvenienze registrate relativamente ai costi da trasporto energia di anni precedenti.

Altri ricavi

Gli Altri ricavi, pari a euro 1.531 milioni (euro 1.175 milioni nel 2016), evidenziano un incremento di euro 356 milioni. I principali fenomeni che hanno determinato tale aumento si riferiscono:

- all'incremento dei contributi da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica (TEE), pari a euro 347 milioni derivante principalmente dal maggiore contributo unitario rilevato nel 2017 e in misura minore dai maggiori volumi di TEE acquistati;
- all'incremento dei premi sulla continuità del servizio, pari a euro 14 milioni;
- all'incremento dei ricavi derivanti dai rimborsi per danni ad impianti, pari a euro 9 milioni;
- al decremento dei contributi di connessione, pari a euro 6 milioni, dovuto alla riduzione dei contributi ricevuti per le connessioni dei clienti finali, pari a euro 3 milioni, ed alla riduzione dei contributi di connessione dei produttori, pari a euro 3 milioni;
- al decremento dei ricavi per altre vendite e prestazioni, pari ad euro 20 milioni, derivante principalmente dalla riduzione dei ricavi per la vendita di materiali e prestazione di servizi a società del gruppo e terzi, per euro 11 milioni e dalla riduzione dei ricavi per il servizio di misura, pari a euro 9 milioni.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.562 milioni (euro 2.107 milioni nel 2016), evidenziano un incremento di euro 455 milioni riconducibile prevalentemente:

- all'incremento degli oneri di efficienza energetica, pari a euro 350 milioni derivante principalmente dal maggior prezzo sostenuto per l'acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica e in misura marginale dai maggiori volumi;
- all'incremento dei costi per servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 24 milioni. La variazione deriva principalmente dai maggiori costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 30 milioni, e dai maggiori costi per servizi informatici e di telecomunicazione, pari a euro 33 milioni. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei corrispettivi verso la capogruppo Enel S.p.A. per le attività di direzione e coordinamento, pari a euro 29 milioni, e dalla riduzione degli accantonamenti netti ai fondi rischi e oneri relativamente alle franchigie assicurative e alle passività connesse a contenziosi di natura contrattuale o connessi all'esercizio impianti, pari a euro 11 milioni;
- all'effetto negativo, pari a euro 44 milioni, derivante dal rilascio, nel corso del 2016, del fondo connesso all'onere "una tantum" compensativo dello Sconto Energia da corrispondere ai beneficiari a partire dal 1° gennaio 2016;
- dall'effetto negativo, pari a euro 47 milioni, derivante dal rilascio, nel corso del 2016, del fondo rischi e oneri stanziato in seguito all'istruttoria A486 avviata dall'AGCM, nel mese di dicembre 2015, nei confronti di e-distribuzione. Il rilascio è avvenuto in seguito alla delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento senza infrazioni ed ha reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione;
- dall'incremento delle penali e degli indennizzi sulla qualità del servizio, pari a euro 14 milioni;
- dalla riduzione del costo dei materiali, pari a euro 28 milioni, in seguito principalmente ai maggiori volumi capitalizzati di contatori elettronici di seconda generazione e materiali MT/BT coerentemente con l'incremento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.465 milioni) ha subito un decremento di euro 165 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.630 milioni). Il decremento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 66 milioni, e l'incremento degli Altri costi operativi (euro 455 milioni), sono stati parzialmente compensati dall'incremento degli Altri Ricavi, pari a euro 356 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.153 milioni) mostrano un incremento di euro 126 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.027 milioni), derivante dall'aumento dell'ammortamento delle attività materiali e immateriali, pari

a euro 45 milioni, e dall'incremento delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 81 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2017 chiude con un Risultato operativo di euro 2.312 milioni, in decremento di euro 291 milioni rispetto al risultato operativo del 2016 (euro 2.603 milioni), in seguito alla riduzione del margine operativo lordo, pari a euro 165 milioni, e all'incremento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 126 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 387 milioni nel 2017 (euro 422 milioni nel 2016), accolgono oneri finanziari per euro 438 milioni (euro 477 milioni nel 2016) e proventi finanziari per euro 51 milioni (euro 55 milioni nel 2016).

Il decremento degli oneri finanziari netti, pari a euro 35 milioni, deriva principalmente:

- dalla riduzione, pari complessivamente a euro 14 milioni, degli altri oneri finanziari verso terzi relativi al TFR e agli altri benefici al personale e verso la controllante Enel S.p.A. relativi alla "Previdenza Integrativa Aziendale" (PIA);
- dalla riduzione degli interessi passivi sul conto corrente intersocietario, pari a euro 12 milioni;
- dal decremento degli interessi passivi sui finanziamenti a medio/lungo termine ricevuti dalla Banca Europea degli Investimenti (BEI) e dalla Cassa Depositi e Prestiti (CDP), pari a euro 5 milioni;
- dall'incremento delle plusvalenze, pari a euro 12 milioni, in seguito alla cessione ad Enel S.p.A. del 100% della partecipazione in Enel M@p S.r.l. (oggi denominata Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.), avvenuta nell'ambito della riorganizzazione societaria delle Global Business Lines e Global Service Functions da parte di Enel S.p.A.

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 592 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 614 milioni e la fiscalità differita netta, negativa, per euro 21 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 1.925 milioni, è pari al 30,8%.

Nel 2016 le imposte sul reddito risultano pari a euro 730 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 2.181 milioni, con un'incidenza del 33,5%. La riduzione percentuale dell'incidenza delle imposte deriva dalla riduzione dell'aliquota nominale IRES che passa dal 27,5% al 24%. La riduzione delle imposte, pari a euro 138 milioni, è essenzialmente riconducibile alla minore incidenza delle imposte differite nette, pari a euro 140 milioni, principalmente in conseguenza delle minori imposte anticipate registrate nell'esercizio 2017 rispetto all'anno precedente, in relazione alla dinamica dei fondi.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2017 risulta pari a euro 1.332 milioni (euro 1.451 milioni nel 2016).

Analisi della struttura patrimoniale

La gestione patrimoniale dell'esercizio è espressa in modo sintetico nel prospetto che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2017, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2016.

| Milioni di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | Variazione |
|---|---------------|---------------|--------------|
| Attività Immobilizzate Nette: | 14.914 | 14.729 | 185 |
| Immobili, impianti e macchinari | 15.347 | 15.180 | 167 |
| Attività immateriali | 213 | 191 | 22 |
| Partecipazioni | 1 | 1 | - |
| Altre Attività non correnti | 168 | 177 | (9) |
| Altre passività non correnti | (815) | (820) | 5 |
| Capitale Circolante Netto: | (222) | (807) | 585 |
| Rimanenze | 343 | 228 | 115 |
| Crediti commerciali | 4.890 | 4.824 | 66 |
| Altre attività | 145 | 175 | (30) |
| Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | (2.356) | (2.221) | (135) |
| Posizione tributaria netta | 133 | 257 | (124) |
| Debiti commerciali | (2.726) | (3.430) | 704 |
| Altre passività correnti | (651) | (640) | (11) |
| Capitale investito lordo | 14.692 | 13.922 | 770 |
| Fondi Diversi: | (507) | (668) | 161 |
| TFR e altri benefici ai dipendenti | (397) | (420) | 23 |
| Fondo rischi ed oneri | (721) | (839) | 118 |
| Imposte differite nette | 611 | 591 | 20 |
| Attività nette destinate alla vendita | 16 | - | 16 |
| Capitale Investito Netto | 14.201 | 13.254 | 947 |
| Patrimonio netto | 4.454 | 4.568 | (114) |
| Indebitamento finanziario netto | 9.747 | 8.686 | 1.061 |

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 14.914 milioni) mostrano un incremento di euro 185 milione rispetto al 31 dicembre 2016 (euro 14.729 milioni), derivante in particolare dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 167 milioni), delle attività immateriali (euro 22 milioni) e dall'incremento delle altre passività non correnti (euro 5 milioni), parzialmente compensate dal decremento delle altre attività non correnti (euro 9 milioni).

L' incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 167 milioni, riflette la rilevazione:

- degli investimenti, pari a euro 1.187 milioni;
- degli ammortamenti, pari a euro 1.009 milioni;
- dei disinvestimenti, pari a euro 7 milioni;
- della riclassifica nella voce "Attività non correnti destinate alla vendita" delle attività materiali appartenenti al Ramo "mobilità elettrica" ceduto ad Enel X S.r.l. con decorrenza 01.01.2018, pari a euro 4 milioni.

L' incremento delle Attività immateriali, pari a euro 22 milioni, deriva sostanzialmente dall'aumento degli investimenti, pari a euro 88 milioni, parzialmente compensato dagli ammortamenti, pari a euro 54 milioni, e dalla riclassifica nella

voce “Attività non correnti destinate alla vendita” delle attività immateriali appartenenti al Ramo “mobilità elettrica” ceduto ad Enel X S.r.l. con decorrenza 01.01.2018, pari a euro 12 milioni.

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 9 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- alla riduzione del credito IRES, pari a euro 18 milioni, derivante dal rimborso da parte dell’ Agenzia delle Entrate degli importi relativi alle istanze forfetarie e analitiche presentate dalla società nel 2009 e nel 2013 in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 e del D.L.6 dicembre 2011 n. 201;
- alla riduzione del *fair value* dei derivati di cash flow hedge, pari a euro 7 milioni, riferiti alla copertura del rischio di cambio connesso all’acquisto dei contatori di nuova generazione, per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD;
- all’incremento dei crediti e dei risconti attivi a medio/lungo termine verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, complessivamente pari a euro 15 milioni, iscritti a fronte dei progetti e dei titoli di efficienza energetica acquistati dalla Società.

Il decremento delle Altre passività non correnti, pari a euro 5 milioni, deriva:

- dalla riduzione della quota a medio/lungo termine delle competenze da erogare ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell’art. 4 della legge n. 92/2012, pari a euro 20 milioni;
- dalla riduzione del *fair value* negativo dei derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d’interesse, pari a euro 32 milioni;
- dall’incremento dei contributi ricevuti da terzi e da società del Gruppo, pari a euro 20 milioni, e dei risconti passivi su diritti di appoggio della fibra ottica, pari a euro 12 milioni;
- dall’aumento dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 15 milioni.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 222 milioni, mostra un incremento di euro 585 milioni rispetto al 31 dicembre 2016 (negativo per euro 807 milioni). Tale variazione deriva dall’incremento dei crediti commerciali (euro 66 milioni), delle rimanenze (euro 115 milioni) e dalla riduzione dei debiti commerciali (euro 704 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle altre attività correnti (euro 30 milioni), della posizione tributaria netta positiva, (euro 124 milioni), dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (euro 135 milioni) e delle altre passività correnti (euro 11 milioni).

L’incremento dei Crediti commerciali, pari a euro 66 milioni, è prevalentemente riconducibile all’incremento dei crediti verso terzi, pari ad euro 373 milioni parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti verso Società del Gruppo, in particolare verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (già Enel Servizio Elettrico S.p.A.) ed Enel Energia S.p.A., pari ad euro 307 milioni. L’incremento dei crediti commerciali verso terzi è sostanzialmente riconducibile all’aumento dei crediti verso traders e clienti finali e connessi al c.d. *lag regolatorio*, pari ad euro 443 milioni, parzialmente compensato dall’effetto del più elevato volume delle cessioni crediti pro soluto, pari ad euro 60 milioni, e dalle maggiori svalutazioni dei crediti per trasporto energia, effettuati a dicembre 2017, pari ad euro 71 milioni.

L’incremento delle Rimanenze, per euro 115 milioni, deriva principalmente dall’aumento delle rimanenze dei contatori 2G e dei materiali MT/BT utilizzati per attività di manutenzione.

L'incremento dei Debiti netti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a euro 135 milioni, è riconducibile ai seguenti principali effetti:

- dal decremento dei Crediti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 274 milioni, derivante dall'incasso del credito maturato sui TEE iscritti nel 2016, pari a euro 294 milioni, parzialmente compensato dall'iscrizione del credito relativo ai titoli acquistati per l'obbligo relativo all'anno 2017, pari a euro 441 milioni. Tale importo è stato oggetto di cessione pro soluto, nel mese di dicembre 2017, per un importo pari a euro 421 milioni;
- dall'incasso dei saldi a credito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIV, per complessivi euro 174 milioni, compensati dall'iscrizione dei crediti netti per i meccanismi di perequazione del 2017, pari a euro 41 milioni;
- dal decremento dei debiti per componenti A e UC, pari a euro 185 milioni, in seguito essenzialmente alla minore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema;
- dall'incremento dei crediti verso la CSEA in seguito ai maggiori indennizzi erogati ai clienti e da rivalere sul Fondo Eventi Eccezionali, pari a euro 65 milioni, e dei crediti connessi al premio sulla continuità del servizio, pari a euro 19 milioni.

La riduzione della Posizione tributaria netta positiva, pari a euro 124 milioni, deriva essenzialmente:

- dalla rilevazione del saldo a debito, tra gli acconti versati e la stima dell'imposta per l'esercizio, verso la Capogruppo per l'IRES, pari a euro 3 milioni, (al 31 dicembre 2016 il saldo netto tra la stima dell'IRES dovuta per l'esercizio e gli acconti versati risultava a credito per euro 230 milioni);
- dalla rilevazione del saldo a debito, tra gli acconti versati e la stima dell'imposta per l'esercizio, verso l'Erario per l'IRAP, pari a euro 12 milioni, (al 31 dicembre 2016 il saldo era a credito per euro 24 milioni);
- dall'incremento del saldo a credito della liquidazione IVA di Gruppo, pari a euro 143 milioni.

L'aumento dei Debiti commerciali, pari a euro 704 milioni, è riconducibile alla riduzione dei debiti verso terzi, pari a euro 596 milioni, e verso società del Gruppo, pari a euro 108 milioni. La riduzione dei debiti commerciali verso terzi e società del Gruppo, è riconducibile prevalentemente all'ampliamento dell'ambito di applicazione del meccanismo della scissione dei pagamenti previsto, con decorrenza 1° luglio 2017, dall'art.17- ter del DPR 633/1972 dal D.L. n.50/2017.

L'aumento delle Altre passività correnti, pari a euro 11 milioni, deriva essenzialmente dall'incremento del *fair value* negativo dei derivati di *cash flow hedge*, riferiti alla copertura del rischio di cambio connesso all'acquisto dei contatori di nuova generazione per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD tasso d'interesse sui finanziamenti a medio/lungo termine, pari a euro 9 milioni.

Fondi diversi

La composizione dei Fondi diversi è esposta nella tabella seguente:

| Milioni di euro | | | |
|------------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| TFR e altri benefici ai dipendenti | 397 | 420 | (23) |
| Fondo rischi e oneri futuri | 721 | 839 | (118) |
| Imposte differite nette: | (611) | (591) | (20) |
| Passività per imposte differite | 16 | 19 | (3) |
| Attività per imposte differite | (627) | (610) | (17) |
| Totale | 507 | 668 | (161) |

Il decremento dei Fondi diversi, pari a euro 161 milioni, è conseguenza essenzialmente:

- del decremento del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 23 milioni, attribuibile principalmente alle uscite del personale avvenute nel 2017 ed alla conseguente rideterminazione dei piani;
- del decremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 118 milioni, derivante principalmente:
 - dal Fondo esodo stanziato a fronte degli accordi siglati nel settembre 2013 e nel dicembre 2015 attuativi delle disposizioni previste dall'art.4 della legge 92/2012, che è stato interessato da euro 8 milioni di accantonamenti, da euro 128 milioni di utilizzi;
 - dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 4 milioni di accantonamenti, da euro 7 milioni di utilizzi e da euro 8 milioni di rilasci a conto economico;
- dall' incremento delle Imposte differite nette, pari a euro 20 milioni, derivante essenzialmente dalla movimentazione dei Fondi rischi e oneri.

Attività nette destinate alla vendita

L'incremento delle attività non correnti destinate alla vendita, pari a euro 16 milioni, deriva, come in precedenza esposto, dalla riclassifica delle attività materiali e immateriali appartenenti al ramo d'azienda "mobilità elettrica" ceduto con efficacia 1 gennaio 2018 ad Enel X S.r.l.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a euro 14.201 milioni (euro 13.254 milioni al 31 dicembre 2016), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.454 milioni e da mezzi di terzi per euro 9.747 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.454 milioni, è composto dal Capitale Sociale, pari a euro 2.600 milioni, dalla Riserva legale pari a euro 520 milioni, dalle Altre riserve (compresi gli Utili e Perdite portati a nuovo), per euro 2 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.332 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 9.747 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 7.954 milioni), dalle Passività finanziarie (euro 28 milioni), dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (negativo per euro 1.425 milioni), dal Finanziamento a breve termine verso Enel Finance International N.V. (euro 1.000 milioni), parzialmente compensati dalle Attività finanziarie (euro 660 milioni), come di seguito esposto:

| Milioni di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | Variazione |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Indebitamento a breve termine | (2.557) | (1.473) | (1.084) |
| Quota corrente Mutui BEI | (133) | (108) | (25) |
| Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti | (89) | (89) | - |
| Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario | (1.425) | (1.357) | (68) |
| Finanziamento a breve termine v/Enel Finance International | (1.000) | - | (1.000) |
| Passività finanziarie correnti (debiti per interessi sul conto corrente intersocietario ed oneri su crediti di firma) | (28) | (39) | 11 |
| Attività finanziarie correnti | 118 | 120 | (2) |
| Indebitamento a m/l termine | (7.190) | (7.213) | 23 |
| Mutui BEI | (1.339) | (1.371) | 32 |
| Mutui Cassa Depositi e Prestiti | (893) | (983) | 90 |
| Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Finance International | (5.500) | (5.500) | - |
| Attività finanziarie non correnti | 542 | 641 | (99) |
| Indebitamento finanziario netto | (9.747) | (8.686) | (1.061) |

L'incremento delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 68 milioni, deriva essenzialmente:

- dal flusso di cassa positivo dell'attività operativa, pari a euro 1.798 milioni (al netto dei flussi relativi al pagamento degli oneri finanziari netti per euro 372 milioni e delle imposte per euro 344 milioni);
- dall'incasso del finanziamento a breve termine da Enel Finance International N.V., pari a euro 1.000 milioni;
- dall'incasso della prima tranche del finanziamento *Open Meter*, pari a euro 100 milioni;
- dal pagamento dei dividendi sul risultato netto del 2016 pari ad euro 1.448 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 197 milioni;
- dal flusso di cassa assorbito dall'attività di investimento, pari a euro 1.260 milioni.

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 99 milioni, si riferisce essenzialmente:

- alla riclassifica nella voce "Crediti finanziari e titoli a breve termine", pari ad euro 55 milioni, della quota a breve termine del credito finanziario relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE), iscritto in base a quanto previsto dalla Deliberazione ARERA n.157/2012;
- alla riclassifica nei crediti finanziari e titoli a breve termine, pari ad euro 44 milioni, del credito finanziario vantato per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2018 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario (NPR1) definito dalle delibere ARERA n. 654/2015/R/eel in materia di tariffe, n. 583/2015/R/eel in materia di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito e n. 646/2015/R/eel in materia di qualità del servizio e di remunerazione degli investimenti innovativi.

In ottemperanza a tale quadro regolatorio, alla fine di dicembre sono state pubblicate le delibere 882/2017/R/eel e 883/2017/R/eel che aggiornano per il 2018 i valori delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali domestici e non domestici con una sostanziale invarianza del gettito rispetto al 2017.

Entro la fine di marzo 2018 l'ARERA provvederà inoltre a pubblicare le tariffe di riferimento provvisorie di e-distribuzione attraverso le quali verranno definiti i ricavi ammessi per il 2018 per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica. La regolazione prevede che i ricavi riconosciuti di e-distribuzione, come per il 2017, non risentiranno di una eventuale variazione negativa del numero dei clienti, della domanda di energia e di potenza prelevata.

Per quanto attiene alla gestione operativa, nel 2018 la Società confermerà il suo impegno incentrato sia sulla digitalizzazione, volta al miglioramento dei processi attraverso l'automatizzazione, semplificazione delle attività e rafforzamento dell'efficienza complessiva, sia sulla *customer centricity*, con l'obiettivo di migliorare la qualità del servizio.

Relativamente agli investimenti, nel 2018 la Società continuerà a sostenere lo sviluppo, il rinnovo e l'adeguamento delle reti di distribuzione, promuovendo l'innovazione tecnologica (*smart grids*), l'utilizzo efficiente delle risorse e l'ottimale gestione dei flussi di energia immessa nelle reti dagli impianti di generazione distribuita.

Nel 2018 è previsto un ulteriore incremento degli investimenti sulla rete elettrica rispetto a quanto realizzato nel 2017, per effetto soprattutto di un piano di investimenti volto alla digitalizzazione, al miglioramento dei livelli di qualità del servizio, della resilienza e delle performance della rete.

Inoltre, nel 2018 è attesa una decisa accelerazione del processo di sostituzione massivo dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di nuova generazione, ovvero Contatori 2G.

Il progetto di installazione dei Contatori 2G, unitamente all'aggiornamento del sistema centrale di telegestione e telelettura, riveste un'importanza strategica per il Paese, apportando notevoli benefici per il consumatore finale in termini di maggiore consapevolezza delle abitudini di consumo e incentivo all'efficienza energetica, costituendo, inoltre, la base per lo sviluppo delle reti di distribuzione in ottica *smart grids* e di ulteriori funzionalità rispetto a quelle già disponibili oggi.

Inoltre, come previsto dal D.lgs. n. 33/2016, in attuazione alla Direttiva 2014/61/UE, nel 2018 continuerà la condivisione delle infrastrutture fisiche esistenti, per facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica in banda ultra larga agli operatori che intendono utilizzare l'infrastruttura di e-distribuzione per realizzare una propria rete in fibra ottica.

Infine, continueranno le attività di fornitura di contatori elettronici verso alcune società del Gruppo Enel.

Altre informazioni

Informazioni su rischi e incertezze

e-distribuzione S.p.A. svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, come illustrato nelle Note di Commento, tale attività, svolta in regime di concessione, è sottoposta alla regolazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che definisce le modalità di erogazione e di remunerazione del servizio.

Con riferimento a tali modalità, si rinvia al paragrafo dedicato al "Quadro normativo e tariffario", mentre per l'analisi delle principali caratteristiche della concessione si rinvia a quanto riportato nella Nota di commento n.2.

Per quanto riguarda i rischi di integrità, si rimanda al paragrafo "Corporate Governance" delle Note di commento.

Anche per l'informativa relativa ai rischi e alle politiche di gestione dei rischi di oscillazione dei tassi di interesse, al rischio di credito e al rischio di liquidità si rinvia alle Note di Commento.

Azioni proprie e azioni di società controllanti

La Società non possiede direttamente o indirettamente azioni proprie o azioni della società controllante. Nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni sulle azioni della Società; non sono, infine, state effettuate operazioni sulle azioni della società controllante né direttamente né indirettamente.

Attività di ricerca

Le attività di ricerca vengono sostenute nell'ambito delle iniziative evidenziate nel paragrafo "Andamento operativo" e vengono imputate a Conto Economico nell'esercizio in cui vengono sostenute.

Sedi secondarie

La Società ha aperto una *branch* in Romania per la realizzazione di un sistema chiavi in mano di Smart Metering.

Informativa sugli strumenti finanziari derivati

Con riferimento all'informativa circa l'uso degli strumenti finanziari richieste dall'art. 2428, comma 2, punto 6-bis) del Codice Civile, si evidenzia che al 31 dicembre 2017 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse e sul rischio di cambio, nella forma di *interest rate swaps* e di *currency forwards*. Tali strumenti derivati hanno la finalità rispettivamente di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile e di copertura del rischio cambio euro/dollaro riguardo le operazioni connesse all'acquisto di contatori digitali.

Ulteriori informazioni sul valore nominale e sul *fair value* di tali strumenti finanziari sono riportate nelle Note di Commento.

Informativa sulle parti correlate

Relativamente ai rapporti con le imprese collegate, l'impresa controllante e con le imprese sottoposte al controllo di quest'ultima, si rinvia alle Nota di Commento n.51.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Relativamente ai fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio si rinvia alla Nota di commento n. 54

Attività di direzione e coordinamento

La Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Enel S.p.A. Per tali informazioni si rinvia alla Nota di Commento n.56.

Proposte all'Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'Utile netto dell'esercizio, pari ad euro 1.332.212.941,52 come segue:

- quanto a euro 949.000.000,00, come dividendo dell'esercizio 2017, nella misura di euro 0,365 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2017 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 383.212.941,52 come Utili portati a nuovo.

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

| Euro | Note | 2017 | 2016 |
|---|--------------------|----------------------|----------------------|
| Ricavi | | | |
| Ricavi delle vendite e delle prestazioni | 4 | 6.625.944.041 | 6.678.252.889 |
| Altri ricavi e proventi | 5 | 964.773.515 | 569.815.529 |
| | <i>[SubTotale]</i> | 7.590.717.556 | 7.248.068.418 |
| Costi | | | |
| Materie prime e materiali di consumo | 6 | 493.920.214 | 488.949.353 |
| Servizi | 7 | 2.288.872.537 | 2.215.759.460 |
| Costo del personale | 8 | 1.052.479.397 | 1.060.345.824 |
| Ammortamenti e Impairment | 9 | 1.152.574.878 | 1.026.608.482 |
| Altri costi operativi | 10 | 920.493.425 | 443.601.228 |
| Costi per lavori interni capitalizzati | 11 | (629.968.982) | (590.238.346) |
| | <i>[SubTotale]</i> | 5.278.371.469 | 4.645.026.001 |
| Risultato operativo | | 2.312.346.087 | 2.603.042.417 |
| Proventi/(Oneri) da partecipazioni | 12 | 12.162.089 | 158.040 |
| Proventi finanziari da contratti derivati | 13 | 1.819.870 | 32.430 |
| Altri proventi finanziari | 14 | 36.547.006 | 55.347.731 |
| Oneri finanziari da contratti derivati | 13 | 30.629.327 | 36.660.737 |
| Altri oneri finanziari | 14 | 407.610.311 | 440.512.658 |
| Risultato prima delle imposte | | 1.924.635.414 | 2.181.407.223 |
| Imposte | 15 | 592.422.472 | 730.760.535 |
| Risultato delle continuing operation | | 1.332.212.942 | 1.450.646.688 |
| Risultato delle discontinued operation | | - | - |
| Utile (perdita) dell'esercizio | | 1.332.212.942 | 1.450.646.688 |

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio

| Euro | Note | 2017 | 2016 |
|---|--------------------|----------------------|----------------------|
| Risultato netto dell'esercizio | | 1.332.212.942 | 1.450.646.688 |
| Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico | | | |
| Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari | | 5.265.818 | 10.888.464 |
| | <i>[Subtotale]</i> | 5.265.818 | 10.888.464 |
| Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico | | | |
| Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti | | (3.400.776) | (13.737.955) |
| | <i>[Subtotale]</i> | (3.400.776) | (13.737.955) |
| Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio | 35 | 1.865.042 | (2.849.491) |
| Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio | | 1.334.077.984 | 1.447.797.197 |

Stato Patrimoniale

| Euro | Note | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
|--|--------------------|-----------------------|-----------------------|
| ATTIVITA' | | | |
| Attività non correnti | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 16 | 15.347.018.539 | 15.180.302.181 |
| Attività immateriali | 18 | 212.630.917 | 190.908.857 |
| Attività per imposte differite | 19 | 627.274.303 | 610.356.269 |
| Partecipazioni | 20 | 792.427 | 932.427 |
| Derivati | 21 | - | 6.800.528 |
| Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine | 22 | 541.893.949 | 641.040.427 |
| Altre attività non correnti | 23 | 168.082.702 | 170.503.492 |
| | <i>[Subtotale]</i> | 16.897.692.837 | 16.800.844.181 |
| Attività correnti | | | |
| Rimanenze | 24 | 342.771.430 | 228.330.290 |
| Crediti commerciali | 25 | 4.889.766.344 | 4.824.006.357 |
| Crediti per lavori in corso su ordinazione | 26 | 560.636 | 168.030 |
| Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 27 | 258.571.366 | 481.094.170 |
| Crediti per imposte sul reddito | 28 | 19.671.636 | 273.302.707 |
| Altri crediti tributari | 29 | 158.679.095 | 14.992.556 |
| Derivati | 21 | - | 5.837.734 |
| Crediti finanziari e titoli a breve termine | 30 | 118.146.856 | 120.452.703 |
| Altre attività finanziarie correnti | 31 | 1 | 57.256 |
| Altre attività correnti | 32 | 144.169.869 | 168.575.794 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 33 | 197.044.192 | 140.791.650 |
| | <i>[Subtotale]</i> | 6.129.381.425 | 6.257.609.247 |
| Attività classificate come possedute per la vendita | 34 | 16.162.338 | - |
| TOTALE ATTIVITÀ | | 23.043.236.600 | 23.058.453.428 |

| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
|---|-------------|-----------------------|-----------------------|
| PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | | | |
| Patrimonio netto | | | |
| Capitale sociale | | 2.600.000.000 | 2.600.000.000 |
| Riserve | | 1.486.339.652 | 1.484.474.610 |
| Utili/(Perdite) accumulati | | 367.803.325 | 483.530.383 |
| Totale Patrimonio Netto | 35 | 4.454.142.977 | 4.568.004.993 |
| Passività non correnti | | | |
| Finanziamenti a lungo termine | 36 | 7.731.668.373 | 7.854.379.140 |
| Benefici ai dipendenti | 37 | 397.058.650 | 420.132.795 |
| Fondi per rischi e oneri | 38 | 584.206.874 | 704.709.149 |
| Passività per imposte differite | 19 | 16.156.279 | 19.283.980 |
| Derivati | 21 | 96.770.193 | 129.061.399 |
| Altre passività non correnti | 39 | 718.401.490 | 691.404.928 |
| | [Subtotale] | 9.544.261.859 | 9.818.971.391 |
| Passività correnti | | | |
| Finanziamenti a breve termine | 36 | 2.621.526.224 | 1.497.533.979 |
| Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 36 | 222.833.991 | 197.617.141 |
| Fondi per rischi e oneri | 38 | 136.326.451 | 134.004.691 |
| Debiti commerciali | 40 | 2.725.526.862 | 3.430.184.337 |
| Debiti per lavori in corso su ordinazione | 41 | 489.612 | - |
| Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali | 42 | 2.614.657.540 | 2.701.788.566 |
| Debiti per imposte sul reddito | 43 | 15.079.407 | 140.774 |
| Altri debiti tributari | 44 | 30.029.415 | 31.461.727 |
| Derivati | 21 | 10.469.130 | - |
| Altre passività finanziarie correnti | 45 | 95.825.636 | 107.588.408 |
| Altre passività correnti | 46 | 571.998.230 | 571.157.420 |
| | [Subtotale] | 9.044.762.498 | 8.671.477.043 |
| Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita | 34 | 69.266 | - |
| Totale Passività | | 18.589.093.623 | 18.490.448.434 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | | 23.043.236.600 | 23.058.453.427 |

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

| Euro | Capitale sociale | Riserva legale | Riserva di rivalutazione | Riserva da riduzione del Capitale Sociale | Riserva da valutazione strumenti finanziari CFH | Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti | Altre riserve | Utili/(Perdite) accumulate | Totale Patrimonio netto |
|--|----------------------|--------------------|--------------------------|---|---|---|----------------|----------------------------|-------------------------|
| Totale al 31 dicembre 2016 | 2.600.000.000 | 520.000.000 | 599.097.232 | 648.192.752 | (96.242.162) | (184.178.416) | 454.694 | 642.283.696 | 4.729.607.796 |
| Riparto Utile 2016: | | | | | | | | | |
| - Distribuzione dividendi | | | | | | | | (1.609.400.000) | (1.609.400.000) |
| Utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio | | | | | 10.888.464 | (13.737.955) | | 1.450.646.688 | 1.447.797.197 |
| di cui: | | | | | | | | | |
| - Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto | | | | | 10.888.464 | (13.737.955) | | | (2.849.491) |
| - Utile dell'esercizio | | | | | | | | 1.450.646.688 | 1.450.646.688 |
| Differenze di arrotondamento | | | | | | | | | |
| Totale al 31 dicembre 2016 | 2.600.000.000 | 520.000.000 | 599.097.232 | 648.192.752 | (85.353.698) | (197.916.371) | 454.694 | 483.530.384 | 4.568.004.993 |
| Riparto Utile 2016: | | | | | | | | | |
| - Distribuzione dividendi | | | | | | | | (1.447.940.000) | (1.447.940.000) |
| - Utili portati a nuovo | | | | | | | | | |
| Utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio | | | | | 5.265.818 | (3.400.776) | | 1.332.212.942 | 1.334.077.984 |
| di cui: | | | | | | | | | |
| - Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto | | | | | 5.265.818 | (3.400.776) | | | 1.865.042 |
| - Utile dell'esercizio | | | | | | | | 1.332.212.942 | 1.332.212.942 |
| Differenze di arrotondamento | | | | | | | | | |
| Totale al 31 dicembre 2017 | 2.600.000.000 | 520.000.000 | 599.097.232 | 648.192.752 | (80.087.880) | (201.317.147) | 454.694 | 367.803.326 | 4.454.142.977 |

Rendiconto finanziario

| Euro | Note | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
|---|----------------------|------------------------|------------------------|
| Risultato d'esercizio | | 1.332.212.942 | 1.450.646.688 |
| Rettifiche per: | | | |
| Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali | 9 | 1.062.925.361 | 1.019.590.476 |
| Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta | 14 | (8.587) | (13.879) |
| Accantonamenti e rilascio ai fondi | 7-8-10 | 36.239.494 | (65.499.349) |
| Proventi da partecipazioni in società controllate, collegate e altre imprese | 12 | (12.162.089) | (158.040) |
| (Proventi)/Oneri finanziari netti | 13-14 | 399.881.349 | 421.807.113 |
| Imposte sul reddito | 15 | 592.422.472 | 730.760.535 |
| (Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari | 5-9-10 | 92.908.971 | 9.245.506 |
| Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto | | 3.504.419.913 | 3.566.379.050 |
| (Decremento) dei Fondi | 37-38 | (182.387.092) | (474.191.283) |
| (Incremento)/Decremento di rimanenze | 24 | (114.441.140) | (12.409.564) |
| (Incremento)/Decremento di crediti commerciali | 25 | (134.809.302) | (1.685.773.901) |
| Incremento/(Decremento) di altre passività nette | 21-23-31-37-44-45-46 | 33.123.063 | 228.002.937 |
| Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA | 27-42-23 | 112.148.086 | (406.852.819) |
| Incremento/(Decremento) di debiti commerciali | 40 | (704.657.475) | 818.712.473 |
| Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati | 13-14 | 38.366.875 | 55.322.905 |
| Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati | 13-14 | (410.717.650) | (438.303.556) |
| Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese | 12 | 502.089 | 158.040 |
| Imposte pagate | 15-19-28-43 | (343.636.690) | (1.070.940.088) |
| Cash Flow da attività operativa (A) | | 1.797.910.677 | 580.104.194 |
| Investimenti netti in attività materiali e immateriali | 16-18 | (1.255.223.436) | (1.226.859.184) |
| Acquisizione partecipazione in Enel Saudi Arabia Ltd | 20 | - | (722.400) |
| Pagamento acquisto ramo d'azienda da Unareti | 16 | - | (3.620.000) |
| Vendita partecipazione in Enel M@p S.r.l. | 20 | 11.800.000 | - |
| Cessione ramo d'azienda Enel X S.r.l. | 16-18 | (16.093.072) | |
| Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B) | | (1.259.516.508) | (1.231.201.584) |
| Finanziamenti a lungo termine incassati/rimborsati nel periodo | 36 | (97.493.917) | (209.042.343) |
| Variazione netta dei debiti finanziari a breve | 36 | 999.996.680 | 1.496.734.053 |
| Dividendi pagati | 35 | (1.447.940.000) | (1.609.400.000) |
| Rimborsi e altre variazioni nette di crediti e debiti finanziari | 22-30-44 | (60.699.954) | (1.430.455.214) |
| Cash flow da attività di finanziamento (C) | | (606.137.191) | (1.752.163.504) |
| Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C) | | (67.743.022) | (2.403.260.894) |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio | 30-33 | (1.356.735.626) | 1.046.525.268 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio | 30-33 | (1.424.478.648) | (1.356.735.626) |
| Euro | Note | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo | | (1.356.735.626) | 1.046.525.268 |
| Disponibilità liquide | 33 | 140.791.649 | 156.677.735 |
| c/c intersocietario | 30 | (1.497.527.275) | 889.847.533 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo | | (1.424.478.648) | (1.356.735.626) |
| Disponibilità liquide | 33 | 197.044.192 | 140.791.649 |
| c/c intersocietario | 30 | (1.621.522.840) | (1.497.527.275) |
| Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti | | (67.743.022) | (2.403.260.894) |

Note di commento

1. Forma e contenuto del Bilancio

e-distribuzione S.p.A. che opera nel settore della distribuzione di energia elettrica ha la forma giuridica di società per azioni ed ha sede in Roma, in Via Ombrone 2.

e-distribuzione S.p.A., optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato ad uso pubblico viene redatto da Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata. La controllante ha sede in Roma, in viale Regina Margherita 137, indirizzo presso il quale è possibile ottenere tale documento nei termini e con le modalità previste dalla vigente normativa.

Gli amministratori in data 15 marzo 2018 hanno approvato il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017 e la sua messa a disposizione degli azionisti nei termini previsti dall'articolo 2429 del c.c. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'approvazione all'Assemblea in data 20 aprile 2018 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 del c.c. Ai fini di quanto previsto dal paragrafo 17 dello IAS 10, la data presa in considerazione dagli amministratori nella redazione del bilancio è il 15 marzo 2018, data di approvazione del Consiglio di amministrazione.

Il presente bilancio è stato assoggettato a revisione legale da parte di Ernst & Young S.p.A.

Base di presentazione

Il bilancio 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) ed alle interpretazioni emesse dall'*International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC)* e dallo *Standing Interpretations Committee (SIC)*, riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 ed in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi ed interpretazioni di riferimento sopraindicati è di seguito definito "IFRS-EU".

Il Bilancio d'esercizio è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento.

Il Bilancio è corredato dalla Relazione sulla gestione predisposta secondo quanto previsto dall'art.2428 del Codice Civile.

Nello Stato Patrimoniale la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività possedute per la vendita. Le attività correnti, che includono disponibilità liquide e mezzi equivalenti, sono quelle destinate a essere realizzate, cedute o consumate nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; le passività correnti sono quelle per le quali è prevista l'estinzione nel normale ciclo operativo della Società o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio.

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi, con separata evidenza del Risultato netto delle *continuing operation* e di quello delle *discontinued operation*.

Il Rendiconto finanziario è presentato utilizzando il metodo indiretto, con separata evidenza dell'eventuale flusso di cassa da attività operativa, da attività di investimento e da attività di finanziamento associato alle *discontinued operation*.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale applicando il metodo del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'Euro (valuta funzionale della Società), mentre i valori riportati nelle note di commento sono espressi in migliaia di euro, salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente periodo

2. Principi contabili e criteri di valutazione

Uso di stime e giudizi del management

La redazione del bilancio, in applicazione degli IFRS-EU, richiede che il *management* prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che hanno 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 del bilancio. Le stime e le decisioni assunte dal *management* si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; vengono adottate quando il valore contabile delle poste di bilancio non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno 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 stessa interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui la revisione 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 delle 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 stime 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

Ricavi trasporto

I ricavi del trasporto di energia elettrica ai clienti del Mercato Libero, della Salvaguardia e della Maggior Tutela, sono rilevati secondo il principio della competenza e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche (e di competenza dell'esercizio), una stima dell'energia elettrica distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata.

Attraverso la definizione di vincoli e tariffe obbligatorie, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente riconosce all'operatore della distribuzione il costo sostenuto per gli investimenti realizzati sulla rete, la relativa remunerazione in base ad un tasso di ritorno del capitale ritenuto congruo e le tempistiche con le quali tali importi saranno finanziariamente riconosciuti in tariffa.

Qualora l'ammissione degli investimenti in tariffa, la quale sancisce il diritto al corrispettivo per l'operatore, sia virtualmente certa già nell'esercizio in cui gli stessi sono realizzati, i corrispondenti ricavi vengono accertati per competenza, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente, quale conseguenza della Delibera ARERA n. 654/2015. Per maggiori dettagli sulle novità introdotte da tale delibera, si rinvia a quanto commentato al paragrafo "Provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente", nella Relazione sulla gestione.

Perequazioni

I ricavi rilevati nell'esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione per competenza economica dei seguenti meccanismi regolatori previsti dal "Testo Integrato delle disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione (TIT) per il periodo di regolazione 2016-2019":

- perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, per garantire la copertura dei ricavi riconosciuti per ciascuna tipologia di clientela a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe fissate dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (tariffe obbligatorie per i clienti non domestici e tariffa TD per i clienti domestici);
- perequazione dei costi di trasmissione, volto alla compensazione degli squilibri fra i costi di trasmissione sostenuti dal distributore e i ricavi di trasmissione.

Inoltre, essi vengono rettificati e/o integrati per tener conto anche della rilevazione per competenza economica dei seguenti ulteriori meccanismi regolatori:

- meccanismo di "perequazione dei ricavi del servizio di misura in bassa tensione", previsto dal "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME) per il periodo 2016-2019" volto a garantire la copertura dei ricavi ammessi (al fine di riconoscere alle imprese distributrici che hanno installato i misuratori elettronici la relativa remunerazione del capitale investito e delle quote di ammortamento) a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe obbligatorie fissate dall'ARERA;
- meccanismo di "perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard", regolato dalla deliberazione del 21 febbraio 2008 n.18/08 (modifiche al TIV) e s.m.i. che, nell'ambito del meccanismo di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per il servizio di Maggior Tutela, pone in capo ai distributori gli squilibri derivanti dalla differenza fra perdite effettive e perdite standard (art. 13 *quinquies*). La deliberazione n. 377 del 23 Luglio 2015, ha aggiornato la normativa vigente attraverso la modifica dei fattori percentuali di perdita riconosciuti ai distributori e la distinzione tra coefficienti di perdita tecnica e commerciale;
- meccanismo di "perequazione Sisma Centro Italia", introdotto con la deliberazione ARERA del 18 aprile 2017 n. 252/2017 e s.m.i. Tale deliberazione prevede che, per un periodo di 36 mesi a partire dalla data degli eventi sismici che hanno interessato le popolazioni dei territori delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria (24 agosto 2016, 26 ottobre 2016 e 18 gennaio 2017), le componenti tariffarie per il servizio di Distribuzione, Misura e Trasmissione ed i corrispettivi per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni, subentri e volture applicati siano ridotti del 100% (articoli 5, 6 e 7) e che il distributore possa recuperare tali agevolazioni attraverso il suddetto meccanismo di perequazione.

Continuità del servizio

La Delibera n. 646/15 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, prevede, per il periodo 2016-2023, che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi annuali assegnati sulla durata cumulata e sul numero medio per utente delle interruzioni. Obiettivo di tale sistema di incentivazione è, in particolare, quello di promuovere il miglioramento della continuità del servizio a livello nazionale, riducendo le differenze territoriali a parità di grado di concentrazione e limitando il numero annuo delle interruzioni subite dagli utenti. Sono inoltre previsti indennizzi forfetari ai singoli utenti BT in caso di superamento degli standard specifici di continuità per interruzioni di durata superiore a 8 ore, per aree di alta concentrazione (Comuni con più di 50.000 abitanti), e 12 ore per tutte le altre aree. La regolazione dei clienti MT, invece, prevede indennizzi ai clienti che hanno

adeguato i loro impianti elettrici a determinati requisiti tecnici indicati nella Delibera 646/15, altrimenti il distributore versa le penali al fondo "Qualità dei servizi elettrici" istituito presso ARERA. Questi indennizzi sono erogati al superamento di un numero massimo di interruzioni che ARERA considera compatibile con lo standard richiesto. Le penalità per il superamento degli stessi standard per le interruzioni occorse ai clienti MT che non hanno adeguato il loro impianto elettrico nelle modalità previste in Delibera saranno invece versate da ENEL al fondo di cui sopra.

E' possibile che a seguito di possibili controlli operati dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente sui dati di continuità del servizio forniti dalla Società, i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio, ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

Contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per TEE

Con Deliberazione n. 13/14 l'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico ha stabilito un nuovo algoritmo per la determinazione del contributo tariffario correlandolo al prezzo medio degli scambi effettuati sul mercato organizzato di borsa. In particolare, entro il 30 Giugno di ogni anno, verrà definito un contributo a preventivo per l'anno d'obbligo appena iniziato (t+1), con la finalità di fornire indicazioni preliminari di prezzo agli operatori, e uno definitivo per l'anno d'obbligo appena terminato (t). L'algoritmo è impostato in modo tale che la differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato non superi il valore di 2€/TEE. Con la Delibera ARERA n. 435 del 15 giugno 2017 e la Delibera n. 634 del 14 settembre 2017, valevoli a partire dall'anno d'obbligo 2017 (iniziato il 1° giugno 2017) la metodologia di definizione del contributo è stata in parte modificata.

Il contributo a preventivo, ridenominato in contributo di riferimento, viene calcolato secondo una formula che tiene conto delle medie di borsa degli ultimi due anni d'obbligo ponderate sui volumi scambiati sia in borsa che sui bilaterali.

Il contributo definitivo continua ad essere in funzione del prezzo medio di borsa, anche se il prezzo medio di borsa alla base del calcolo del contributo viene depurato dalle transazioni che, rispetto alla sessione precedente, subiscono una variazione sia positiva che negativa superiore al 12%. Il valore massimo della differenza tra il contributo tariffario definitivo e il prezzo medio ponderato di mercato, così come sopra definito (depurato dalle transazioni con variazione oltre il 12%) è stato mantenuto pari a 2 €/TEE solo per il 2017 e aumentato a 4€/TEE per il periodo 2018-2020.

Il valore del contributo tariffario di riferimento per l'obbligo 2017 è stato fissato a 170,29 euro/TEE.

Applicando la formula del contributo definitivo utilizzando il prezzo medio degli scambi (depurati dalle transazioni con variabilità oltre il 12%) intervenuti sul mercato nel periodo intercorso tra giugno e dicembre 2017 (parte dell'anno d'obbligo 2017 che si concluderà a maggio 2018), il risultato sarebbe un contributo definitivo provvisorio alla data del 31.12.2017 pari a 302,48 €/TEE. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2018), per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2018.

Pensioni e altre prestazioni post-pensionamento

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

I calcoli dei costi e delle passività associate a tali piani sono basati su stime effettuate da consulenti attuariali, che utilizzano una combinazione di fattori statistico-attuariali, tra cui dati statistici relativi agli anni passati e previsioni dei costi futuri. Sono inoltre considerati come componenti di stima gli indici di mortalità e di recesso, le ipotesi relative all'evoluzione futura dei tassi di sconto, dei tassi di crescita delle retribuzioni, dei tassi inflazionistici, nonché l'analisi dell'andamento tendenziale dei costi dell'assistenza sanitaria.

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

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

Recuperabilità di attività non correnti

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

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

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

Recupero futuro di imposte differite attive

Al 31 dicembre 2017 il bilancio comprende imposte differite attive, connesse alla rilevazione di 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 differite attive è subordinata al conseguimento di utili imponibili futuri sufficientemente capienti per l'utilizzo dei benefici delle altre attività fiscali differite.

La valutazione della predetta recuperabilità tiene conto della stima dei redditi imponibili futuri e si basa su pianificazioni fiscali prudenti; tuttavia, nel momento in cui si dovesse constatare che la Società non sia in grado di recuperare negli esercizi futuri la totalità o una parte delle predette imposte differite attive rilevate, la conseguente rettifica verrà imputata al Conto Economico dell'esercizio in cui si verifica tale circostanza.

Contenziosi

e-distribuzione S.p.A. è parte in giudizio in diversi contenziosi legali relativi principalmente ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti. Data la natura di tali contenziosi, non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale di tali vertenze, alcune delle quali potrebbero concludersi con esito sfavorevole.

Sono stati costituiti fondi destinati a coprire tutte le passività significative per i casi in cui i legali abbiano constatato la probabilità di un esito sfavorevole e una stima ragionevole dell'importo della perdita.

Fondo svalutazione crediti

Il fondo svalutazione crediti riflette le stime delle perdite connesse al portafoglio crediti della Società. Sono stati effettuati accantonamenti a fronte di perdite attese su crediti, stimati in base all'esperienza passata con riferimento a crediti con analoga rischiosità creditizia, a importi insoluti correnti e storici, storni e incassi, nonché all'attento monitoraggio della qualità del portafoglio crediti e delle condizioni correnti e previste dell'economia e dei mercati di riferimento.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi diverse o il cambiamento delle condizioni economiche potrebbero riflettersi in variazioni del fondo svalutazione crediti e, quindi, avere un impatto sugli utili.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto Economico nell'esercizio di competenza.

Oltre alle voci elencate in precedenza, l'uso di stime ha altresì riguardato la valutazione di strumenti finanziari e la valutazione dell'obsolescenza di magazzino. Per tali voci, la stima e le assunzioni effettuate sono contenute nei rispettivi commenti ai principi contabili utilizzati.

Giudizi del management

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

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte nelle attività immateriali e/o nelle attività finanziarie, a seconda se - rispettivamente - il concessionario abbia diritto ad un corrispettivo da parte del cliente per il servizio fornito e/o abbia diritto a riceverlo dall'ente pubblico concedente.

In particolare, l'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da pubblico a privato 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 la Società, il *management* ha provveduto ad effettuare un'attenta analisi della concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica. Sulla base di tali analisi, le condizioni applicative previste dall'interpretazione in esame non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo dell'infrastruttura.

Parti correlate

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione (Fopen e Fondenel), le società collegate di altre entità del gruppo, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché delle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, anche congiuntamente. 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.

Partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture

Per società controllate si intendono tutte le società di cui e-distribuzione S.p.A. ha il controllo. Secondo le previsioni del principio contabile IFRS 10, il controllo è ottenuto quando la società è esposta, 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.

Per società collegate si intendono le società su cui e-distribuzione S.p.A. 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.

Per *joint venture* (società a controllo congiunto) si intendono le società su cui e-distribuzione S.p.A., secondo le previsioni del principio contabile IFRS 11, detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette della stessa. 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.

Tali partecipazioni sono valutate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

Nel caso in cui la perdita di pertinenza della Società ecceda il valore contabile della partecipazione e la partecipante sia obbligata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

In caso di cessione, senza sostanza economica, di una partecipazione ad una società sotto controllo comune, l'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto ed il valore di carico della partecipazione è rilevata nell'ambito del Patrimonio Netto.

Conversione delle poste in valute

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.

Fair value measurement

Per tutte le valutazioni al *fair value* e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, la Società 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 trasferimento di una passività nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato, alla data di valutazione (cosiddetto *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 la Società 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 *Fair value measurement* una società tiene conto delle caratteristiche delle specifiche attività o passività oggetto di valutazione, in particolare:

- per le attività non finanziarie si 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 c.d. non-performance risk, ossia il rischio che la società 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 *Fair value measurement* delle attività e delle passività, la Società 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, riferiti principalmente alla rete di distribuzione in concessione di Alta Tensione, Media Tensione e Bassa Tensione, sono iscritti al costo, al netto del fondo ammortamento e di qualsiasi perdita per riduzione del valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili e necessari alla messa in funzione del bene per l'uso per cui è stato acquistato e dei costi interni capitalizzati relativi essenzialmente a personale e materiali.

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.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione ai principi contabili internazionali 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 beni materiali abbiano differenti vite utili, le componenti identificate sono rilevate ed ammortizzate separatamente.

I costi sostenuti successivamente all'acquisto sono rilevati ad incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo affluiranno alla società 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 del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è imputato a Conto Economico rilevando l'eventuale plus/minusvalenza.

Gli immobili, impianti e macchinari sono esposti al netto dei relativi ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore, determinate secondo le modalità descritte nel seguito. L'ammortamento è calcolato a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene, che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti sono riflessi prospetticamente. L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso. La vita utile stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

| Immobili, impianti e macchinari | Vita utile |
|--|-------------------|
| Fabbricati strumentali | 40 anni |
| Linee di Alta Tensione | 40 anni |
| Cabine Primarie | 15-32-40 anni |
| Reti di Media e Bassa Tensione | 30 anni |
| Contatori elettromeccanici | 18 anni |
| Gruppi di misura bilancio energia | 10 anni |
| Contatori elettronici | 15 anni |
| Attrezzature | 10 anni |
| Altri impianti e altri beni | 2-5-10-17-20 anni |

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

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, 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 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.

e-distribuzione S.p.A. è concessionaria del servizio di distribuzione di energia elettrica. La concessione, attribuita dal Ministero dello Sviluppo Economico, è a titolo gratuito e scade il 31 dicembre 2030. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; qualora, alla scadenza, la concessione non venisse rinnovata, il concedente dovrà procedere al riscatto delle infrastrutture, riconoscendo a e-distribuzione S.p.A. un equo indennizzo.

Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, mediando il valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto con la 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 dei beni presi in considerazione.

L'elemento patrimoniale sarà rappresentato dal costo di ricostruzione a nuovo degli impianti e delle altre infrastrutture oggetto del riscatto, al netto del degrado fisico e dell'obsolescenza tecnica.

Ai sensi dell'art.3, comma 2, del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n.79 tale indennizzo per il riscatto sarà stabilito con regolamento del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato.

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.

Nell'espletamento del servizio e-distribuzione S.p.A. ha l'obiettivo di:

- assicurare che il servizio sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, sotto l'osservanza delle direttive impartite dalla competente Autorità di regolazione ai sensi dell'art.2, comma 12, lettera h) della Legge 481/1995, predisponendo le misure atte a garantire che siano soddisfatte tutte le ragionevoli esigenze degli utenti, ivi comprese quelle degli anziani e dei disabili, e la parità di condizioni economiche e normative per ogni categoria di utenza;

- promuovere gli interventi volti a migliorare la qualità e i rendimenti del proprio sistema di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica in conformità agli indirizzi di politica industriale volti allo sviluppo dell'innovazione tecnologica;
- adottare tutti gli interventi volti al controllo ed alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse;
- potenziare le azioni di assistenza, consulenza ed informazione rivolte agli utenti per favorire l'uso razionale dell'energia;
- concorrere a promuovere, nell'ambito delle sue competenze e responsabilità, la tutela dell'ambiente, la sicurezza degli impianti e la salute degli addetti, adottando le misure idonee a contenere le emissioni inquinanti, con la gradualità consentita dalla normativa vigente e dalle esigenze connesse alla funzionalità del servizio elettrico;
- destinare adeguate risorse ai fini della formazione e qualificazione professionale del personale, affinché esso risulti sempre perfettamente idoneo in rapporto alle diverse specializzazioni richieste per il corretto ed efficiente esercizio degli impianti e più in generale, per lo svolgimento delle attività oggetto della concessione.

Attività immateriali

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

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

Le attività immateriali, tutte aventi vita utile definita, sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna, quando è probabile che dall'utilizzo delle predette attività vengano generati benefici economici futuri ed il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

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.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali è la seguente:

| Attività immateriali | Vita utile |
|--|------------|
| Diritti di brevetto industriale | 3 anni |
| Licenze d'uso software | 3-5 anni |
| Licenze d'uso SAP | 5 anni |
| Sistema di gestione cartografica informatizzata reti | 5 anni |

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.

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, delle attività immateriali e dell'avviamento, la società applica generalmente il criterio del valore d'uso.

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

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 *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 recuperabile dell'avviamento, delle attività immateriali con vita utile indefinita e 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. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dalla Società 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 presumibile realizzo. La configurazione di costo utilizzata è il costo medio ponderato che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di presumibile 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.

Lavori in corso 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 devono essere 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, la Società 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 la società 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 d'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 la società intende vendere immediatamente o al breve termine (classificate come possedute per la negoziazione) e da quelle che la società, 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) e le attività finanziarie 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, ad 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 passata diminuisce e la diminuzione può essere obiettivamente collegata a un evento verificatosi successivamente alla rilevazione della perdita di valore, allora la perdita di valore è riversata a Conto Economico.

Per le partecipazioni classificate come disponibili per la vendita, relativamente alle perdite di valore sono considerati ulteriori fattori come ad 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 perdita 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 determinata 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 attuale d'interesse per attività finanziarie similari. Anche in tale caso non è consentito il ripristino dell'*impairment*.

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Questa categoria comprende i depositi che sono disponibili a vista o 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 ad un irrilevante rischio di variazione del loro valore.

Inoltre, ai fini del Rendiconto finanziario della Società, 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 la Società 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 d'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 a fronte di cambiamenti delle condizioni di mercato;
- che è regolato ad 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, ad eccezione di quelli designati come efficaci strumenti di copertura.

Per maggiori dettagli sul *hedge accounting*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 "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 *Fair value through Profit & Loss* (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 della Società di continuare a detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

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

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

I contratti che non sono 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 della Società al *fair value* rilevato a Conto Economico (ad 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 ad essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dalla società, sono fuori dall'ambito di applicazione dello IAS 39 ("*own use exemption*") e quindi sono rilevati in base alle normali 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 dalla Società.

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 dalla Società.

Derecognition delle attività e passività finanziarie

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

- il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa dall'attività è scaduto;
- la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dell'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti ad uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dallo IAS 39 (c.d. pass through test);
- la Società 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

La Società 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.

TFR e altri benefici per i 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.

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

Con riferimento alle passività per i piani a benefici definiti, gli utili e le perdite attuariali derivanti dalla valutazione attuariale delle passività 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 rilevate 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 la Società paga contributi fissi ad 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 benefits

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro, sia per decisione aziendale che per scelta volontaria del lavoratore previa erogazione di tali benefici, sono rilevate nella data più immediata tra le seguenti:

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

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

Fondi rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la

valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto Economico come onere finanziario.

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

Se la passività è connessa allo smantellamento e/o ripristino di immobili, impianti e macchinari 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.

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), la Società 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, ad 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 ad incremento dell'attività, viene inoltre valutato se il nuovo valore contabile dell'attività stessa possa essere interamente recuperato. Qualora non lo fosse, si rileva una perdita a Conto Economico pari all'ammontare ritenuto non recuperabile.

Le variazioni di stima in diminuzione sono rilevate in contropartita all'attività fino a concorrenza del suo valore contabile e, per la parte eccedente, immediatamente a Conto Economico.

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 la Società 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 ad un tasso d'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 i corrispettivi ricevuti. 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 la Società rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

Quando la Società riceve contributi pubblici sotto forma di trasferimenti di attività non monetarie destinate all'utilizzo aziendale, rileva sia il contributo che il bene al *fair value* dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

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

Ricavi

I ricavi sono rilevati nella misura in cui è probabile che i benefici economici saranno fruiti dalla Società e il relativo importo possa essere attendibilmente determinato. I ricavi comprendono solo i flussi lordi di benefici economici ricevuti e ricevibili dalla Società, 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 dalla Società.

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.

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 significativi della proprietà dei beni sono trasferiti all'acquirente e il loro ammontare può essere attendibilmente determinato;
- i ricavi per trasporto di energia elettrica si riferiscono ai quantitativi trasportati nel periodo, ancorché non fatturati, e sono determinati integrando con opportune stime quelli rilevati in base a prefissati calendari di lettura. Dalla lettura dei contatori a consuntivo, storicamente non si sono registrate variazioni significative. Tali ricavi si basano, ove applicabili, sulle tariffe e i ricavi ammessi previsti dai provvedimenti di legge e dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in vigore nel corso del periodo di riferimento;
- 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 le prestazioni di servizi sono rilevati con riferimento allo stadio di completamento delle attività. 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 maturati nel periodo relativi a lavori in corso su ordinazione sono iscritti sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori, determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost), in base al quale i costi, i ricavi ed il relativo margine sono riconosciuti in base all'avanzamento dell'attività produttiva. Lo stato avanzamento lavori è determinato in funzione del rapporto tra i costi sostenuti alla data di valutazione ed i costi complessivi attesi sulla commessa. I ricavi di commessa, oltre ai corrispettivi contrattuali, includono le varianti, le revisioni dei prezzi ed il riconoscimento degli incentivi nella misura in cui è probabile che essi rappresentino ricavi veri e propri e se questi possono essere determinati con attendibilità. Sono inoltre rettificati per effetto delle penalità derivanti da ritardi causati dalla Società.

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 d'interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di *fair value* hedge sul rischio di tasso d'interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'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 d'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 oppure, 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 alla società 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.

Oneri per certificati di efficienza energetica

Gli oneri sostenuti per l'ottenimento dei certificati di efficienza energetica, utilizzati per l'adempimento della *compliance* dell'esercizio, sono rilevati tra gli "Altri costi operativi".

I costi sostenuti per l'acquisto sono sospesi dal Conto Economico, relativamente alla quota di certificati di efficienza energetica non destinati ad essere utilizzati per l'adempimento dell'obbligo del periodo, e rilevati nell'ambito delle altre attività correnti o non correnti (risconti attivi).

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, ad eccezione di quelle relative a voci rilevate al di fuori del Conto economico che sono riconosciute direttamente a Patrimonio Netto.

Sulla base della disciplina contenuta nel TUIR (DPR 917/86 – art.117 e seguenti) relativa al regime fiscale di tassazione di gruppo denominato "Consolidato Fiscale Nazionale", nell'esercizio 2016 e-distribuzione S.p.A. ha rinnovato con la controllante Enel S.p.A. l'accordo relativo all'esercizio congiunto dell'opzione per il regime "Consolidato Fiscale Nazionale" per il triennio 2016-2018, definendo tutti i reciproci obblighi e responsabilità (cd. "Regolamento").

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 agli investimenti in società controllate, collegate e *joint venture*, quando la Società è in grado di controllare i tempi dell'annullamento delle differenze temporanee ed è probabile che, nel prevedibile futuro, la differenza temporanea non si annullerà.

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

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

Le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono rianalizzate ad ogni data di riferimento del bilancio e sono rilevate nella misura in cui è divenuto probabile che un futuro reddito imponibile consentirà di recuperare l'attività fiscale differita.

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

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

Dividendi

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

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili alla Controllante Enel S.p.A. 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

La società ha adottato la seguente interpretazione e 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 ha comportato un'integrazione delle disclosure che è stata recepita nel presente bilancio di esercizio attraverso una tabella di riconciliazione tra i saldi di inizio periodo e quelli di fine periodo di tali passività e attività.

“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. “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 di esercizio.

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 sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di vendita. Tale categoria consente di riflettere a conto economico gli interessi sulla base del metodo del costo ammortizzato e ad 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 ad OCI anziché a conto economico. E' consentito applicare tale aspetto del principio anticipatamente, senza l'obbligo di applicazione del principio nella sua interezza.

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

In buona sostanza, il modello prevede:

- a) l'applicazione di un unico approccio a tutte le attività finanziarie;
- b) la rilevazione delle perdite attese in ogni momento e l'aggiornamento dell'ammontare delle stesse ad 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 *disclosures* 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 *principles-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 components* 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 spreads* (i.e. “costi di *hedging*”) nell’OCI fino al momento in cui l’elemento coperto impatta il conto economico. L’IFRS 9 rimuove, inoltre, il requisito riguardante il test di efficacia, in base al quale i risultati del test retrospettivo devono rientrare nel range 80%-125%, prevedendo anche la possibilità di ribilanciare la relazione di copertura, qualora gli obiettivi di *risk management* rimangano invariati.

Infine, l’IFRS 9 non sostituisce le previsioni dello IAS 39 in materia di portfolio *fair value hedge accounting* in relazione al rischio di tasso di interesse (“macro *hedge accounting*”) in quanto tale fase del progetto di sostituzione dello IAS 39 è stata separata e ancora in corso di discussione. A tal proposito, ad aprile 2014 lo IASB ha pubblicato il *Discussion Paper Accounting for Dynamic Risk management: a Portfolio Revaluation Approach to Macro Hedging*. e-distribuzione ha effettuato una stima degli impatti potenziali derivanti dalla futura applicazione dell’IFRS 9 riscontrando un effetto negativo netto a patrimonio netto pari a circa euro 16.867 migliaia.

- > “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, ad eccezione di alcune esclusioni (ad 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 seguente principio fondamentale: rilevazione dei ricavi in modo da rappresentare fedelmente il processo di trasferimento dei beni e servizi ai clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo che si attende di ottenere in cambio dei beni e dei servizi forniti. Questo principio fondamentale verrà applicato utilizzando un modello costituito da 5 fasi fondamentali (steps): identificare il contratto con il cliente (step 1); identificare le obbligazioni contrattuali, rilevando i beni o i servizi separabili come obbligazioni separate (step 2); determinare il prezzo della transazione, ossia l’ammontare del corrispettivo che si attende di ottenere (step 3); allocare il prezzo della transazione a ciascuna obbligazione individuata nel contratto sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio separabile (step 4); rilevare i ricavi quando (o se) ciascuna obbligazione contrattuale è soddisfatta mediante il trasferimento al cliente del bene o del servizio, ossia quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio (step 5).

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

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

e-distribuzione ha effettuato una stima degli impatti potenziali derivanti dalla futura applicazione dell’IFRS 15 riscontrando un effetto negativo netto a patrimonio netto pari a circa euro 2.635.670 migliaia.

- > “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 saranno applicabili dal 1° gennaio 2018.
- > “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 ed 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 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, diversamente, i leasing in bilancio a seconda della loro natura (operativa o finanziaria). Il principio sarà applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2019. La società 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. La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

- > “Amendments to IFRS 2: *Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions*”, emesso a giugno 2016. Le modifiche:
 - chiariscono che il *fair value* di una transazione con pagamento basato su azioni regolate per cassa alla data di valutazione (i.e. alla data di assegnazione, alla chiusura di ogni periodo contabile e alla data di regolazione) deve essere calcolato tenendo in considerazione le condizioni di mercato (ad 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 delle previsioni sul trattamento contabile delle modifiche ai termini e alle condizioni che determinano il cambiamento di classificazione da pagamenti basati su azioni regolati per cassa a pagamenti basati su azioni regolati mediante l'emissione di azioni.

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

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

> “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.

La società sta valutando i potenziali effetti derivanti dalla futura applicazione delle nuove disposizioni.

Informazioni sul Conto Economico

4. Ricavi delle vendite e delle prestazioni – Euro 6.625.944 migliaia

I ricavi delle vendite e delle prestazioni risultano così articolati:

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---|------------------|------------------|------------------|---------------|
| Ricavi trasporto energia elettrica: | 6.060.182 | 6.067.785 | (7.603) | - |
| Ricavi trasporto energia elettrica (terzi) | 2.474.792 | 2.420.821 | 53.971 | 2% |
| Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo) | 3.564.789 | 3.510.780 | 54.009 | 2% |
| Perequazioni | (48.776) | 60.757 | (109.533) | (180%) |
| <i>perequazioni trasporto energia</i> | <i>(48.776)</i> | <i>60.757</i> | <i>(109.533)</i> | <i>(180%)</i> |
| Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti: | 69.377 | 75.427 | (6.050) | (8%) |
| <i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i> | <i>55.040</i> | <i>72.369</i> | <i>(17.329)</i> | <i>(24%)</i> |
| <i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i> | <i>14.337</i> | <i>3.058</i> | <i>11.279</i> | <i>369%</i> |
| Contributi da Cassa Servizi Energetici e Ambientali | - | 5.076 | (5.076) | (100%) |
| Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori: | 383.626 | 389.996 | (6.370) | (2%) |
| di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori (terzi) | 203.152 | 197.269 | 5.883 | 3% |
| di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori (gruppo) | 180.474 | 192.727 | (12.253) | (6%) |
| Lavori in corso su ordinazione: | 5.137 | 18.750 | (13.613) | (73%) |
| Lavori in corso su ordinazione (gruppo) | 2.206 | 7.237 | (5.031) | (70%) |
| Lavori in corso su ordinazione (terzi) | 2.931 | 11.513 | (8.582) | (75%) |
| Altre vendite e prestazioni: | 176.999 | 196.646 | (19.647) | (10%) |
| Altre vendite e prestazioni (terzi) | 66.766 | 72.665 | (5.899) | (8%) |
| Altre vendite e prestazioni (gruppo) | 110.233 | 123.981 | (13.748) | (11%) |
| Totale | 6.625.944 | 6.678.253 | (52.309) | (1%) |

I ricavi da trasporto energia, complessivamente pari a euro 6.060.182 migliaia, accolgono sia i ricavi per il servizio di trasporto ai clienti del mercato della Maggior Tutela, sia i ricavi per il servizio di trasporto ai clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.

I ricavi da trasporto energia si riferiscono per euro 3.564.789 migliaia ai ricavi verso le altre società del gruppo, di cui euro 1.344.041 migliaia verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia e euro 2.216.079 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex. Enel Servizio Elettrico S.p.A.) per il trasporto al mercato della Maggior Tutela.

I ricavi da trasporto energia riflettono il valore netto dei meccanismi di perequazione, pari a euro (48.776) migliaia (euro 60.757 migliaia al 31 dicembre 2016), derivanti:

- per euro (73.755) migliaia, dall'applicazione del meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione (pari a euro 2.453 migliaia al 31 dicembre 2016);
- per euro (28.248) migliaia, dall'applicazione del meccanismo di perequazione delle perdite di rete;
- per euro (4.249) migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione (euro 26.141 migliaia al 31 dicembre 2016);
- per euro 9.474 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Misura (euro (14.705) al 31 dicembre 2016);
- per euro 19.689 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Usi Propri, (euro 17.349 al 31 dicembre 2016);

- per euro 28.315 migliaia derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione per gli eventi sismici del centro Italia;
- per euro 29.519 migliaia, al 31 dicembre 2016, derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione dei clienti domestici. Tale meccanismo di perequazione è stato abolito a partire dal 1° gennaio 2017.

In particolare, il decremento dei ricavi per il servizio di trasporto energia, comprensivi delle perequazioni, pari a euro 7.603 migliaia, si riferisce principalmente ai fenomeni di seguito evidenziati:

- dall'effetto negativo, pari a euro 29.519 migliaia, conseguenza dell'abolizione, a partire dal 1° gennaio 2017, del meccanismo di perequazione dei ricavi clienti domestici;
- dall'effetto negativo, pari a euro 76.208 milioni, derivante dal meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione, in conseguenza della riduzione delle tariffe di riferimento per l'anno 2017;
- dall'effetto negativo, pari a euro 6.050 migliaia, dovuto alla variazione delle sopravvenienze registrate relativamente ai ricavi tariffari e ai meccanismi di perequazione di anni precedenti;
- dall'effetto negativo, pari a euro 28.248 migliaia, derivante dall'iscrizione della perequazione perdite di rete;
- dall'effetto positivo, pari a circa 98.000 migliaia dall' incremento delle tariffe di trasmissione (Deliberazione ARERA n. 779/2016);
- dall'effetto positivo, pari a euro 28.314 migliaia, della perequazione Sisma Centro Italia.

Il decremento dei contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, pari complessivamente a euro 6.370 migliaia, è conseguenza della riduzione dei contributi di connessione ricevuti dai clienti finali, pari a euro 3.406 migliaia, e dalla riduzione dei contributi di connessione dei produttori, pari a euro 2.964 migliaia.

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 5.137 migliaia (euro 18.750 migliaia al 31 dicembre 2016), si riferiscono essenzialmente alle prestazioni di servizi previste dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" effettuate nei confronti della società del Gruppo Open Fiber S.p.A. per consentire le attività di posa della fibra ottica.

Si evidenzia che le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a euro 66.766 migliaia (euro 72.665 migliaia al 31 dicembre 2016), si riferiscono per euro 19.694 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 21.290 migliaia al 31 dicembre 2016), per euro 31.827 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 40.894 migliaia al 31 dicembre 2016) e per euro 8.717 migliaia (euro 2.440 migliaia al 31 dicembre 2016) ai ricavi per servizi connessi alla rete di trasmissione di Terna S.p.A..

Le altre vendite e prestazioni verso altre società del gruppo, pari a 110.233 migliaia (euro 123.981 migliaia al 31 dicembre 2016), si riferiscono per euro 82.778 migliaia (euro 104.755 migliaia al 31 dicembre 2016) ai ricavi verso Endesa Distribución Eléctrica per la vendita dei contatori elettronici e servizi correlati e per euro 8.839 migliaia (euro 6.587 migliaia al 31 dicembre 2016) ai ricavi verso Enel Distribuție Muntenia S.A., Enel Distribuție Banat S.A. ed Enel Distribuție Dobrogea S.A. per la vendita di materiali e prestazioni di servizi.

Inoltre la voce si riferisce per euro 3.084 migliaia (euro 239 migliaia) ai ricavi verso la società Open Fiber S.p.A. relativi al diritto d'uso (IRU) per l'appoggio di cavi ottici sull'infrastruttura fisica e della locazione impianti.

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

| Migliaia di euro | | |
|------------------|------------------|------------------|
| | 2017 | 2016 |
| Italia | 6.521.175 | 6.548.313 |
| Spagna | 88.523 | 111.365 |
| Romania | 8.802 | 8.514 |
| Cina | 271 | 870 |
| Cile | 4.298 | - |
| Altri | 2.875 | 9.191 |
| Totale | 6.625.944 | 6.678.253 |

5. Altri ricavi – Euro 964.774 migliaia

Il dettaglio degli altri ricavi e proventi è riportato di seguito:

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---|----------------|----------------|----------------|--------------|
| Contributi in conto impianti: | 16.691 | 13.730 | 2.961 | 22% |
| Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi) | 16.691 | 13.730 | 2.961 | 22% |
| Plusvalenze da alienazione: | 1.682 | 3.059 | (1.377) | (45%) |
| Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi) | 1.682 | 3.059 | (1.377) | (45%) |
| Rimborsi per danni ad impianti e simili: | 17.967 | 9.352 | 8.615 | 92% |
| Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi) | 17.449 | 9.083 | 8.366 | 92% |
| Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo) | 518 | 269 | 249 | 93% |
| Ricavi da vendita Titoli Efficienza Energetica: | 184 | 289 | (105) | (36%) |
| Ricavi da vendita Titoli Efficienza Energetica (terzi) | 184 | 289 | (105) | (36%) |
| Rimborsi da clienti: | 1.473 | 1.006 | 467 | 46% |
| Rimborsi da clienti (terzi) | 1.473 | 1.006 | 467 | 46% |
| Personale distaccato: | 1.729 | 2.106 | (377) | (18%) |
| Personale distaccato (gruppo) | 1.729 | 2.106 | (377) | (18%) |
| Canoni e locazioni varie: | 6.460 | 7.420 | (960) | (13%) |
| Canoni e locazioni varie (terzi) | 6.441 | 7.409 | (968) | (13%) |
| Canoni e locazioni varie (gruppo) | 19 | 11 | 8 | 73% |
| Vendita materiali | 431 | 752 | (321) | (43%) |
| Penalità e altre rettifiche da fornitori | 5.739 | 5.327 | 412 | 8% |
| Premio continuità del servizio | 65.640 | 51.514 | 14.126 | 27% |
| Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica | 798.843 | 452.075 | 346.768 | 77% |
| Altri ricavi e proventi diversi: | 47.935 | 23.186 | 24.749 | 107% |
| Altri ricavi e proventi diversi (terzi) | 41.691 | 12.651 | 29.040 | 230% |
| Altri ricavi e proventi diversi (gruppo) | 6.244 | 10.535 | (4.291) | (41%) |
| Totale | 964.774 | 569.816 | 394.958 | 69% |

I ricavi per i contributi ricevuti da organismi comunitari, dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e per elettrificazione rurale risultano pari a euro 16.691 migliaia.

L'incremento dei ricavi per contributi, pari a euro 2.961 migliaia, si riferisce essenzialmente ai contributi relativi alle Convenzioni con il MISE per lo sviluppo ed il potenziamento delle reti MT (euro 1.729 migliaia) e per il progetto NER300 (euro 1.103 migliaia).

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 17.967 migliaia (euro 9.352 migliaia al 31 dicembre 2016), accolgono essenzialmente gli importi dei rimborsi assicurativi ricevuti a fronte del danneggiamento degli impianti. L'aumento si riferisce essenzialmente all'ottenimento, nel precedente esercizio, dei risarcimenti assicurativi per danni a impianti derivanti da eventi atmosferici.

I ricavi da vendita di Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 184 migliaia, si riferiscono alla vendita dei TEE, a terzi attraverso il GME.

I rimborsi da clienti si riferiscono essenzialmente ai rimborsi effettuati da clienti morosi per spese di riattivazione impianti ed alle restituzioni di spese di esazione e relative alla segnalazione di solleciti di pagamento.

I ricavi per personale distaccato si riferiscono essenzialmente ai distacchi presso le società del Gruppo Enel S.p.A. pari a euro 604 migliaia (euro 208 migliaia al 31 dicembre 2016), Enel Produzione S.p.A. pari a euro 396 migliaia,

Endesa SA, pari a euro 337 migliaia (euro 848 migliaia al 31 dicembre 2016), Enel Energia S.p.A, pari a euro 149 migliaia (euro 569 migliaia al 31 dicembre 2016),

I canoni e locazioni si riferiscono essenzialmente alla locazione, all'affitto e al noleggio a terzi di beni immobili e mobili di proprietà della Società.

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2017 (euro 57.100 migliaia) determinata dalla società stessa sulla base della normativa vigente in materia (Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023 - Deliberazione n. 646/15), l'integrazione (euro 3.440 migliaia) del premio relativo all'esercizio 2016 determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 685/16 del 24 novembre 2016 e la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A. per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso (euro 5.100 migliaia) relativo all'esercizio 2017 determinata a seguito della Deliberazione ARERA n.549/16.

Al 31 dicembre 2016 il valore del premio sulla continuità del servizio accoglieva la stima del premio spettante ad e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2016 (euro 43.500 migliaia) e l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2016 (euro 3.155 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione ARERA n. 534/15 del 12 novembre 2015.

Si rinvia alla Nota di commento n.10 per l'analisi dei costi per penali e indennizzi sulla continuità del servizio.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 798.843 migliaia (euro 452.075 migliaia al 31 dicembre 2016), si riferiscono ai Titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2017 per la copertura, insieme con i TEE che verranno acquisiti da gennaio a maggio 2018, almeno del 60% dell'obbligo 2017, parte del residuo dell'obbligo del 2016, oltre alla quota restante dell'obbligo 2015. Al 31 dicembre 2016 si riferivano ai contributi relativi alla copertura dell'inadempienza dell'84% dell'obbligo del 2014, del 60% dell'obbligo del 2015 e di parte dell'obbligo del 2016.

L'incremento pari a euro 346.768 migliaia deriva dal maggiore contributo unitario del periodo e in misura inferiore al maggior volume di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

6. Materie prime e materiali di consumo – Euro 493.920 migliaia

Il dettaglio delle materie prime e materiali di consumo è riportato nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|--|------------------|------------------|------------------|-------------|
| Acquisto energia: | 19.319 | 16.969 | 2.350 | 14% |
| Acquisto energia (gruppo) | 19.689 | 17.349 | 2.340 | 13% |
| Acquisto energia esercizi precedenti: | (370) | (380) | 10 | (3%) |
| Acquisto energia esercizi precedenti (gruppo) | (370) | (389) | 19 | (5%) |
| Acquisto energia esercizi precedenti (terzi) | - | 9 | (9) | (100%) |
| Acquisto di materiali e apparecchi vari: | 589.064 | 484.368 | 104.696 | 22% |
| Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi) | 589.036 | 484.348 | 104.688 | 22% |
| Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo) | 28 | 20 | 8 | 40% |
| Variazione rimanenze materiali | (114.463) | (12.388) | (102.075) | 824% |
| Totale | 493.920 | 488.949 | 4.971 | 1% |
| <i>di cui capitalizzati</i> | <i>(296.473)</i> | <i>(253.318)</i> | <i>(43.155)</i> | <i>17%</i> |

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 19.689 migliaia (euro 16.960 migliaia al 31 dicembre 2016), comprensivi della sopravvenienza attiva riferita all'esercizio 2016, pari a euro 370 migliaia, si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

Il costo di acquisto di materiali e apparecchi vari si riferisce essenzialmente ai maggiori acquisti di contatori elettronici di seconda generazione in attuazione del piano *Open Meter*, ed agli acquisti di materiali MT/BT da destinare ad attività manutentive e di funzionamento. La variazione in aumento delle rimanenze è imputabile essenzialmente ai volumi di contatori elettronici di seconda generazione.

7. Servizi – Euro 2.288.873 migliaia

Il dettaglio dei costi per servizi è riportato nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---|------------------|------------------|-----------------|--------------|
| Trasporto energia elettrica: | 1.545.489 | 1.494.204 | 51.285 | 3% |
| Trasporto energia elettrica (terzi) | 1.559.624 | 1.487.833 | 71.791 | 5% |
| Trasporto energia elettrica (gruppo) | 12 | 12 | - | 0% |
| Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi) | (14.147) | 6.359 | (20.506) | (322%) |
| Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo) | - | - | - | - |
| Spese telefoniche, postali e servizi informatici: | 140.867 | 107.544 | 33.323 | 31% |
| Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi) | 36.573 | 30.475 | 6.098 | 20% |
| Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo) | 104.294 | 77.069 | 27.225 | 35% |
| Servizi per manutenzione e riparazione impianti: | 185.589 | 154.841 | 30.748 | 20% |
| Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi) | 185.589 | 154.841 | 30.748 | 20% |
| Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio: | 68.931 | 63.980 | 4.951 | 8% |
| Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi) | (272) | 1.479 | (1.751) | (118%) |
| Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo) | 69.203 | 62.501 | 6.702 | 11% |
| Assistenza, consulenza e altre prestazioni da società controllante | 33.889 | 52.519 | (18.630) | (35%) |
| Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo) | 31.838 | 37.233 | (5.395) | (14%) |
| Provvigioni e commissioni | 557 | 1.695 | (1.138) | (67%) |
| Trasporto, immagazzinaggio e deposito | 24.632 | 29.796 | (5.164) | (17%) |
| Costi per assicurazioni: | 31.829 | 28.819 | 3.010 | 10% |
| Costi per assicurazioni (terzi) | 26.070 | 23.217 | 2.853 | 12% |
| Costi per assicurazioni (gruppo) | 5.759 | 5.602 | 157 | 3% |
| Servizi e altre spese connesse al personale | 16.463 | 8.572 | 7.891 | 92% |
| Prestazioni professionali e tecniche | 28.880 | 23.848 | 5.032 | 21% |
| Servizi di ristorazione (gruppo) | 22.711 | 23.966 | (1.255) | (5%) |
| Servizi commerciali e altri servizi da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. | 650 | 1.050 | (400) | (38%) |
| Personale distaccato (gruppo) | 50 | 82 | (32) | (39%) |
| Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri | 12.920 | 23.977 | (11.057) | (46%) |
| Altri costi per servizi: | 32.467 | 57.284 | (24.817) | (43%) |
| Altri costi per servizi (terzi) | 4.954 | 25.018 | (20.064) | (80%) |
| Altri costi per servizi (gruppo) | 27.513 | 32.266 | (4.753) | (15%) |
| Costi per godimento beni di terzi | | | | |
| Affitti e locazioni: | 45.234 | 51.126 | (5.892) | (12%) |
| Affitti e locazioni (terzi) | 9.497 | 12.901 | (3.404) | (26%) |
| Affitti e locazioni (gruppo) | 35.737 | 38.225 | (2.488) | (7%) |
| Canoni di noleggio: | 36.291 | 24.698 | 11.593 | 47% |
| Canoni di noleggio (terzi) | 36.280 | 24.348 | 11.932 | 49% |
| Canoni di noleggio (gruppo) | 11 | 350 | (339) | (97%) |
| Altri affitti e locazioni (terzi) | 1.966 | 2.591 | (625) | (24%) |
| Altri canoni e costi (terzi) | 27.620 | 27.934 | (314) | (1%) |
| Totale | 2.288.873 | 2.215.759 | 73.114 | 3% |
| <i>di cui capitalizzati</i> | <i>(13.721)</i> | <i>(14.207)</i> | <i>486</i> | <i>(3%)</i> |

I costi per trasporto energia elettrica verso terzi si riferiscono al costo verso Terna S.p.A. per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale.

L'incremento dei costi per trasporto energia deriva essenzialmente dall'incremento delle tariffe da riconoscere a Terna S.p.A. per il servizio di trasmissione in seguito a quanto definito dalla deliberazione dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente n. 779/16 "Aggiornamento delle tariffe per l'erogazione del servizio di trasmissione dell'energia elettrica, per l'anno 2017".

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 185.589 migliaia (euro 154.841 migliaia al 31 dicembre 2016), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, ispezioni e verifiche periodiche agli impianti, ecc).

L'incremento deriva essenzialmente dai maggiori oneri sostenuti ad inizio 2017 in relazione all'emergenza maltempo registratasi in centro Italia.

I costi per servizi commerciali ed altri servizi da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. si riferiscono ai servizi prestati, a partire dal 1° gennaio 2008, nell'ambito del contratto stipulato tra le società per la prestazione dei servizi commerciali e del servizio di connessione. La riduzione del costo si riferisce alla ridefinizione del perimetro di attività svolte da Servizio Elettrico Nazionale.

Gli accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri sono relativi soprattutto alle franchigie assicurative e alle passività associate a contenziosi di natura contrattuale o inerenti l'esercizio degli impianti che coinvolgono la Società, il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile. La riduzione deriva essenzialmente dai minori accantonamenti netti al fondo vertenze relativamente a passività di natura contrattuale o relativi all'esercizio impianti.

I costi per servizi verso società del Gruppo accolgono essenzialmente i servizi accentrati (affari istituzionali, legale, personale e organizzazione, ecc.) e di comunicazione istituzionale.

I costi per servizi e godimento beni verso società del gruppo relativi alle spese telefoniche, postali e servizi informatici, all'amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti, alla vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, ai servizi di ristorazione, agli affitti e locazioni e ai canoni di noleggio, sono prestati da Enel Italia S.r.l. L'incremento dei costi relativi alle spese telefoniche, postali e trasmissione dati derivano essenzialmente dalla nuova tipologia di prestazioni nel campo della Cyber Security e della digitalizzazione fornite da Enel Italia S.r.l.

La riduzione dei costi per servizi verso terzi riguardano essenzialmente i minori costi legati alle commesse.

8. Costo del personale – Euro 1.052.479 migliaia

Nel prospetto seguente è riportato il dettaglio del costo del personale:

| Migliaia di euro | Note | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|--|------|------------------|------------------|----------------|-------------|
| Salari e stipendi | | 744.390 | 745.962 | (1.572) | - |
| Oneri sociali | | 230.828 | 237.637 | (6.809) | (3%) |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 37 | 48.078 | 47.770 | 308 | 1% |
| Altri benefici a lungo termine | 37 | 2.815 | 4.162 | (1.347) | (32%) |
| Altri costi | 37 | 26.369 | 16.765 | 9.604 | 57% |
| Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso | 38 | (1) | 8.050 | (8.051) | (100%) |
| Totale | | 1.052.479 | 1.060.346 | (7.867) | (1%) |
| <i>di cui capitalizzati</i> | | <i>(289.139)</i> | <i>(279.558)</i> | <i>(9.581)</i> | <i>3%</i> |

La voce “Benefici successivi al rapporto di lavoro” include i piani a benefici definiti e i piani a contributi definiti. In maggior dettaglio, il costo per i piani a contributi definiti ammonta a euro 42.443 migliaia (euro 42.695 migliaia al 31 dicembre 2016) riconducibili essenzialmente al Trattamento di Fine Rapporto.

La riduzione degli “Altri benefici a lungo termine”, di euro 1.347 migliaia, è riconducibile essenzialmente alla riduzione dei costi legati al piano Premio di Fedeltà.

La voce “Altri costi” include essenzialmente l’onere per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione del rapporto di lavoro in nesso all’accantonamento effettuato al fondo incentivo all’esodo effettuato nell’esercizio, in applicazione delle disposizioni previste dall’art. 4 della legge n. 92/2012 (c.d. Legge Fornero), per un ammontare pari complessivamente a euro 6.449 migliaia (euro 3.640 migliaia nel 2016).

Gli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso sono relativi a passività associate a contenziosi relativi al personale o in materia di lavoro della Società il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile.

La riduzione degli accantonamenti al Fondo vertenze e contenzioso deriva principalmente dallo stanziamento dell’onere ritenuto probabile conseguente l’avviso di addebito notificato alla società dall’INPS nel mese di dicembre 2016 pari a euro 6.614 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 38 “Fondi per rischi e oneri”.

La consistenza del personale al 31 dicembre 2016 è pari a 15.783 unità e ha evidenziato un decremento di 487 unità. Per maggiori informazioni si rinvia al paragrafo “Risorse umane” della Relazione sulla gestione.

Nel prospetto che segue è evidenziata la consistenza media del personale per categoria di appartenenza, confrontata con quella del periodo precedente, nonché la consistenza effettiva al 31 dicembre 2016.

| | 2017 | 2016 | 2017-2016 | al 31 dicembre 2017 |
|---------------|---------------|---------------|--------------|---------------------|
| Dirigenti | 110 | 100 | 10 | 107 |
| Quadri | 1.013 | 1.043 | (30) | 1.032 |
| Impiegati | 8.052 | 8.477 | (425) | 7.852 |
| Operai | 6.816 | 6.859 | (43) | 6.792 |
| TOTALE | 15.992 | 16.479 | (487) | 15.783 |

9. Ammortamenti e impairment - Euro 1.152.575 migliaia

Gli ammortamenti e le perdite di valore sono composti come evidenziato nella tabella seguente.

| Migliaia di euro | | | | |
|---|------------------|------------------|----------------|------------|
| | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
| Ammortamento delle attività materiali | 1.009.173 | 975.392 | 33.781 | 3% |
| Ammortamento delle attività immateriali | 53.753 | 42.683 | 11.070 | 26% |
| Impairment | 102.159 | 11.886 | 90.273 | 759% |
| Ripristini di valore | (12.510) | (3.353) | (9.157) | 273% |
| Totale | 1.152.575 | 1.026.608 | 125.967 | 12% |

L'aumento degli ammortamenti connessi alle attività materiali è in linea con l'incremento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari.

La seguente tabella evidenzia in dettaglio gli impairment e i ripristini di valore rilevati nel periodo:

| Migliaia di euro | | Note | 2017 | 2016 | 2017-2016 |
|---------------------------------|----|------|---------------|--------------|---------------|
| Impairment: | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 16 | | 600 | 1.515 | (915) |
| Crediti | 25 | | 101.559 | 10.371 | 91.188 |
| Ripristini di valore | | | | | |
| Crediti | 25 | | (12.510) | (3.353) | (9.157) |
| Totale | | | 89.649 | 8.533 | 81.116 |

Gli impairment e ripristini di valore dei crediti commerciali si riferiscono agli accantonamenti al fondo svalutazione crediti effettuato a fronte della sopravvenuta inesigibilità di alcuni traders, pari complessivamente a euro 82.031 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 48 "Risk management".

10. Altri costi operativi – Euro 920.493 migliaia

Il dettaglio degli Altri costi operativi è riportato nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---|----------------|-----------------|----------------|---------------|
| Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri | 10.506 | (99.383) | 109.889 | (111%) |
| Minusvalenze ordinarie alienazioni | 5.542 | 5.287 | 255 | 5% |
| Imposte, tasse e tributi | 43.394 | 43.272 | 122 | - |
| Titoli efficienza energetica: | 776.327 | 425.904 | 350.423 | 82% |
| Titoli efficienza energetica annuali (gruppo) | - | - | - | - |
| Titoli efficienza energetica annuali (terzi) | 776.327 | 425.904 | 350.423 | 82% |
| Contributi e quote associative | 10.171 | 10.052 | 119 | 1% |
| Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 646/15 AEEGSI) | 5.399 | 5.007 | 392 | 8% |
| Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del.646/15 AEEGSI) | 6.053 | 3.645 | 2.408 | 66% |
| Penalità sulla continuità del servizio (del. 646/15 AEEGSI) | 35.182 | 28.484 | 6.698 | 24% |
| Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 646/15 AEEGSI) | 8.056 | 3.143 | 4.913 | 156% |
| Altri costi operativi: | 19.863 | 18.190 | 1.673 | 9% |
| Altri costi operativi (terzi) | 13.127 | 10.858 | 2.269 | 21% |
| Altri costi operativi (gruppo) | 6.736 | 7.332 | (596) | (8%) |
| Totale altri costi operativi | 920.493 | 443.601 | 476.892 | 108% |

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2017 presenta un saldo pari ad euro 10.506 migliaia (euro (99.383) migliaia al 31 dicembre 2016) e riflette euro 39.784 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 13.055 migliaia nel 2016) ed euro 29.278 migliaia di rilasci a conto economico (euro 112.438 migliaia nel 2016).

La variazione della voce, pari a euro 109.899 migliaia, si riferisce essenzialmente:

- al rilascio avvenuto nel 2016, per un importo pari a euro 47.270 migliaia, del fondo rischi e oneri stanziato relativamente all'istruttoria A486 avviata dall'AGCM nei confronti di e-distribuzione. Il rilascio è avvenuto in seguito alla delibera dell'Antitrust che ha determinato la chiusura del procedimento senza infrazioni ed ha reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione;
- al rilascio avvenuto nel 2016, per un importo pari a euro 44.084 migliaia, dell'eccedenza del fondo stanziato in relazione all'importo una tantum" compensativo del beneficio "Sconto Energia" da corrispondere agli aventi diritto;

Le minusvalenze ordinarie da alienazioni si riferiscono essenzialmente alla sostituzione di alcuni contatori elettronici, installati all'inizio della campagna, con caratteristiche tecniche non adeguate.

Le imposte tasse e tributi accolgono sostanzialmente nel 2017 la tassa per occupazione spazi ed aree pubbliche dovuta ai Comuni e alle Province, pari a euro 20.452 migliaia (euro 20.289 migliaia nel 2016), l'imposta municipale unica, pari a euro 17.354 migliaia (euro 17.184 migliaia nel 2016), la tassa sui rifiuti solidi urbani, pari a euro 1.753 migliaia (euro 2.220 migliaia nel 2016), il tributo per i servizi indivisibili (introdotto con la legge n. 147 del 27 dicembre 2013), pari a euro 1.053 migliaia (euro 1.082 migliaia nel 2016), e l'imposta di registro, pari a euro 402 migliaia (euro 479 migliaia al 31 dicembre 2016).

I Titoli Efficienza Energetica si riferiscono per euro 776.327 migliaia al costo dei titoli acquistati per coprire l'obbligo di efficienza energetica del 2017 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2016 e del 2015.

Nel 2016 si riferivano per euro 425.905 migliaia al costo dei titoli acquistati per l'obbligo di efficienza del 2016 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2015 e del 2014.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo riconosciuto ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 3.190 migliaia (euro 2.770 migliaia al 31 dicembre 2016) e alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 3.400 migliaia (euro 3.900 migliaia al 31 dicembre 2016). Inoltre la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 2.266 migliaia (euro 2.079 migliaia al 31 dicembre 2016).

La normativa dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (la delibera n.646/15 ha aggiornato la delibera n.198/11 per il periodo di regolazione 2016-2023) ha previsto un sistema di indennizzi a carico del distributore, pari a euro 5.399 migliaia (euro 5.040 migliaia nel 2016), per interruzioni senza preavviso dei clienti finali in MT (Titolo 5), un sistema di indennizzi per interruzioni prolungate ed estese, pari a euro 6.053 migliaia (euro 4.053 migliaia nel 2016) e un contributo a carico del distributore destinato a finanziare il Fondo eventi eccezionali per i rimborsi da corrispondere ai clienti finali a seguito delle interruzioni di durata superiore agli standard, pari a euro 8.056 migliaia (euro 2.957 migliaia nel 2016), verificatesi in periodi di condizioni meteorologiche eccezionali o di eventi eccezionali (Titolo 7). Gli importi esposti contengono anche i conguagli e revisioni di stime di esercizi precedenti.

Le penali sulla continuità del servizio, pari a euro 35.182 migliaia (euro 28.484 migliaia nel 2016) accolgono il valore delle penali stimate sulla base della normativa vigente in materia (Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023 - Delibera n. 646/15).

11. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 629.969 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

| Migliaia di euro | | | | |
|---|------------------|------------------|-----------------|-----------|
| | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
| Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale) | (289.139) | (279.558) | (9.581) | 3% |
| Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali) | (327.109) | (296.473) | (30.636) | 10% |
| Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi) | (13.721) | (14.207) | 486 | (3%) |
| Totale | (629.969) | (590.238) | (39.731) | 7% |

L'aumento dei costi per lavori interni capitalizzati è in linea con l'andamento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari.

12. Proventi da partecipazioni – Euro 12.162 migliaia

I proventi da partecipazioni si riferiscono principalmente all'iscrizione della plusvalenza, pari a euro 11.660 migliaia, derivante dalla cessione ad Enel S.p.A. del 100% della partecipazione in Enel M@p S.r.l. (ora denominata Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l.).

La voce si riferisce, inoltre, ai dividendi Deliberati ed interamente erogati nell'esercizio dalla società Enel M@p S.r.l., pari a euro 502 migliaia (euro 158 migliaia nel 2016).

13. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro (28.810) migliaia

Il dettaglio dei Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati è di seguito esposto.

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---|-----------------|-----------------|--------------|---------------|
| Proventi finanziari da derivati: | | | | |
| - proventi da derivati di fair value hedge | - | - | - | - |
| - proventi da derivati di cash flow hedge | 1.819 | - | 1.819 | - |
| - proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico | 1 | 32 | 31 | 97% |
| Totale proventi finanziari da derivati | 1.820 | 32 | 1.788 | 5.588% |
| Oneri finanziari da derivati: | | | | |
| - oneri da derivati di fair value hedge | - | - | - | - |
| - oneri da derivati di cash flow hedge | (30.623) | (36.647) | 6.024 | (16%) |
| - oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico | (7) | (14) | 7 | (50%) |
| Totale oneri finanziari da derivati | (30.630) | (36.661) | 6.031 | (16%) |
| Totale oneri e proventi finanziari da derivati | (28.810) | (36.629) | 7.819 | (21%) |

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "Derivati e hedge accounting".

14. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro (371.064) migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 36.546 migliaia a proventi finanziari (euro 55.348 migliaia nel 2016) e per euro 407.610 migliaia a oneri finanziari (euro 440.513 migliaia nel 2016). Il dettaglio degli oneri e dei proventi finanziari è riportato di seguito:

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---|------------------|------------------|-----------------|--------------|
| Proventi finanziari | | | | |
| Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine | 102 | 147 | (45) | (31%) |
| Interessi attivi su sul c/c intersocietario | - | 57 | (57) | (100%) |
| Differenze positive di cambio | 17 | 20 | (3) | (15%) |
| Altri proventi finanziari | 36.427 | 55.124 | (18.697) | (34%) |
| Totale proventi finanziari | 36.546 | 55.348 | (18.802) | (34%) |
| Oneri finanziari | | | | |
| Interessi passivi su finanziamenti bancari | (26.995) | (31.692) | 4.697 | (15%) |
| Interessi passivi su altri finanziamenti | (339.146) | (340.075) | 929 | - |
| Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma | (27.655) | (39.285) | 11.630 | (30%) |
| Commissioni passive sul factoring | (126) | (461) | 335 | (73%) |
| Differenze negative di cambio | (9) | (6) | (3) | 50% |
| Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale | (7.618) | (21.967) | 14.349 | (65%) |
| Altri oneri finanziari | (6.061) | (7.027) | 966 | (14%) |
| Totale oneri finanziari | (407.610) | (440.513) | 32.903 | (7%) |
| Totale proventi/(oneri) finanziari netti | (371.064) | (385.165) | 14.101 | (4%) |

Gli altri proventi finanziari si riferiscono essenzialmente:

- per euro 15.666 migliaia (euro 18.800 migliaia nel 2016) alla remunerazione del credito inerente il Fondo Previdenza Elettrici riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. dalla Delibera ARERA n. 157/12;
- per euro 15.768 migliaia (euro 12.330 migliaia al 31 dicembre 2016) ai proventi da attualizzazione del credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- per euro 3.916 migliaia (euro 8.558 migliaia nel 2016) agli interessi attivi di mora;

Gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 26.995 migliaia (euro 31.692 migliaia nel 2016) si riferiscono essenzialmente agli interessi maturati su finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti e dalla Cassa Depositi e Prestiti.

Gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 339.146 migliaia (euro 340.075 migliaia nel 2016) si riferiscono agli interessi maturati sui finanziamenti erogati nel 2012 da Enel Finance International N.V.

Gli altri oneri finanziari si riferiscono essenzialmente alle commissioni su fidejussioni pari a euro 2.916 migliaia (euro 3.741 migliaia nel 2016).

Le differenze positive e negative di cambio si riferiscono ai differenziali maturati sulle partite in valuta relative ai materiali inerenti le forniture di contatori elettronici in Romania.

15. Imposte – Euro 592.422 migliaia

Le imposte correnti sono costituite per euro 498.729 migliaia dall'IRES (27,5%) e per euro 115.130 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,890% come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori).

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, complessivamente negativa per euro 21.454 migliaia.

L'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 592.422 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 1.924.635 migliaia, è pari al 30,8%.

Nel 2016 le imposte sul reddito sono state pari a euro 730.761 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 2.181.407 migliaia, con un'incidenza del 33,5%.

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 | 2017-2016 | |
|---------------------------|-----------------|----------------|------------------|---------------|
| Imposte Correnti | 613.876 | 610.577 | 3.299 | 1% |
| IRES | 498.729 | 503.161 | (4.432) | (1%) |
| IRAP | 115.130 | 107.175 | 7.955 | 7% |
| Imposte estere | 17 | 241 | (224) | (93%) |
| Imposte differite | (95) | (5.037) | 4.942 | (98%) |
| Imposte anticipate | (21.359) | 125.221 | (146.580) | (117%) |
| Totale Imposte | 592.422 | 730.761 | (138.339) | (19%) |

La riduzione del tax rate è essenzialmente riconducibile alle minori imposte anticipate registrate nell'esercizio, pari a euro 146.580 migliaia, parzialmente compensato dall'aumento delle imposte correnti pari a euro 3.299 migliaia e dalla riduzione di quelle differite, pari a euro 4.942 migliaia.

Le imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto sono state complessivamente pari a euro 7.474 migliaia (euro 912 migliaia al 31 dicembre 2016) e si riferiscono principalmente all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse (CFH) sull'indebitamento a lungo termine e all'effetto fiscale delle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19).

Per il commento delle imposte differite attive e passive si rinvia alla nota di commento n. 19.

Nel seguente prospetto è esposta la riconciliazione tra onere fiscale effettivo e teorico, determinato applicando al risultato ante imposte l'aliquota fiscale vigente nell'esercizio:

| Migliaia di euro | | |
|--|------------------|------------------|
| | 2017 | 2016 |
| Risultato ante imposte | 1.924.635 | 2.181.407 |
| Aliquota fiscale applicabile | 24,0% | 27,5% |
| Imposte teoriche IRES | 461.912 | 599.887 |
| Minori imposte: | | |
| plusvalenze da partecipazioni esenti | (2.658) | - |
| dividendi da partecipazioni | (114) | (41) |
| utilizzo fondi | (59.242) | (176.674) |
| ammortamenti (e.s.reversal) | (7.250) | (6.216) |
| deduzione IRAP da IRES | - | (2.872) |
| Maggiori imposte: | | |
| svalutazioni d'esercizio | 144 | - |
| accantonamento ai fondi | 49.418 | 35.502 |
| Ammortamenti | 44.154 | 48.326 |
| telefonia e autoveicoli | 6.050 | 6.199 |
| Recupero IRES per deduzione analitica dell'Irap relativa alle spese per il personale dipendente dedotta in anni precedenti | 820 | 3.321 |
| Altro | 17.188 | 13.145 |
| Totale imposte correnti sul reddito (IRES) | 510.420 | 520.576 |
| IRAP | 115.767 | 104.453 |
| Totale fiscalità differita | (26.786) | 123.991 |
| Differenze su stime imposte correnti anni precedenti | (7.350) | (18.499) |
| Imposte estere | 371 | 241 |
| Imposte sul reddito | 592.422 | 730.761 |

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

16. Immobili, impianti e macchinari – Euro 13.347.019 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2016 e 2017) in esercizio e in costruzione, per singola categoria, sono evidenziate nel prospetto seguente:

| Migliaia di euro | | | | | | | | |
|---|----------------|------------------|------------------------|--|----------------|--------------------------------|-------------------------------------|-------------------|
| | Terreni | Fabbricati | Impianti e macchinario | Attrezzature industriali e commerciali | Altri beni | Migliorie su immobili di terzi | Immobilizzazioni in corso e acconti | Totale |
| Situazione al 31.12.2016 | | | | | | | | |
| Costo originario | 100.578 | 1.429.626 | 40.494.700 | 134.700 | 191.657 | 178.237 | 684.791 | 43.214.289 |
| Rivalutazioni | 15.047 | 143.761 | 3.109.445 | 35 | 52 | - | - | 3.268.340 |
| Valore di Bilancio | 115.625 | 1.573.387 | 43.604.145 | 134.736 | 191.709 | 178.237 | 684.791 | 46.482.630 |
| Fondo ammortamento | - | (916.660) | (30.718.912) | (92.210) | (166.198) | (125.136) | - | (32.019.116) |
| <i>Rivalutazione Legge n.350/03</i> | - | 23.113 | 690.349 | 334 | 2.993 | - | - | 716.789 |
| Consistenza al 31.12.2016 | 115.625 | 679.841 | 13.575.582 | 42.859 | 28.504 | 53.101 | 684.791 | 15.180.303 |
| Investimenti ordinari | 635 | 13.349 | 794.077 | 18.496 | 10.501 | 440 | 349.831 | 1.187.327 |
| Valore lordo | 2 | 19 | 410 | 52 | - | - | - | 483 |
| Fondo ammortamento | - | (2) | (1) | (29) | - | - | - | (32) |
| Totale investimenti straordinari | 2 | 17 | 410 | 23 | - | - | - | 451 |
| Disinvestimenti ordinari: | | | | | | | | |
| Valore lordo | (105) | (515) | (190.401) | (4.678) | (9.267) | (3.758) | (262) | (208.987) |
| Fondo ammortamento | - | 111 | 186.579 | 3.789 | 9.242 | 2.729 | - | 202.449 |
| <i>Rivalutazione Legge n.350/03</i> | - | (2) | (760) | - | - | - | - | (762) |
| Totale disinvestimenti ordinari | (105) | (406) | (4.582) | (890) | (25) | (1.029) | (262) | (7.300) |
| Riclassifiche altre: | | | | | | | | |
| Valore lordo | 473 | 76 | (27) | - | (23) | (499) | - | - |
| Fondo ammortamento | - | (278) | 385 | 7 | - | 270 | - | 386 |
| <i>Rivalutazione Legge n.350/03</i> | - | 3 | (278) | - | - | - | - | - |
| Riclassifiche Altre | 473 | (199) | 81 | 7 | (23) | (229) | - | 111 |
| Passaggi in esercizio | 1.933 | 28.931 | 351.354 | - | - | 5.912 | (388.130) | - |
| Impairment rilevato a conto economico: | | | | | | | | |
| Fondo ammortamento | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale Impairment rilevato a conto economico | - | - | - | - | - | - | (600) | (600) |
| Ammortamenti | - | (29.429) | (948.512) | (7.827) | (11.091) | (12.314) | - | (1.009.172) |
| Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita | - | - | - | (4.042) | (60) | - | - | (4.102) |
| Totale variazioni | 2.937 | 12.264 | 192.827 | 5.767 | (698) | (7.220) | (39.162) | 166.716 |
| Situazione al 31.12.2017 | | | | | | | | |
| Costo originario | 103.528 | 1.471.684 | 41.687.366 | 141.923 | 192.868 | 180.331 | 645.630 | 44.423.330 |
| Rivalutazioni | 15.034 | 143.564 | 2.872.192 | 34 | (287) | - | - | 3.030.537 |
| Valore di Bilancio | 118.562 | 1.615.247 | 44.559.558 | 141.957 | 192.580 | 180.331 | 645.630 | 47.453.867 |
| Fondo ammortamento | - | (946.257) | (31.480.461) | (93.665) | (167.768) | (134.450) | - | (32.822.600) |
| <i>Rivalutazione Legge n.350/03</i> | - | 23.114 | 689.312 | 334 | 2.993 | - | - | 715.753 |
| Consistenza al 31.12.2017 | 118.562 | 692.105 | 13.768.410 | 48.626 | 27.806 | 45.881 | 645.630 | 15.347.019 |

Migliaia di euro

| | Terreni | Fabbricati | Impianti e macchinario | Attrezzature industriali e commerciali | Altri beni | Migliorie su immobili di terzi | Immobilitazioni in corso e acconti | Totale |
|---|----------------|------------------|------------------------|--|----------------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------|
| Situazione al 31.12.2015 | | | | | | | | |
| Costo originario | 95.631 | 1.392.913 | 39.712.266 | 128.978 | 197.431 | 166.098 | 738.343 | 42.431.661 |
| Rivalutazioni | 15.063 | 143.937 | 2.966.388 | 38 | 52 | - | - | 3.125.478 |
| Valore di Bilancio | 110.694 | 1.536.850 | 42.678.654 | 129.016 | 197.483 | 166.098 | 738.343 | 45.557.139 |
| Fondo ammortamento | - | (888.470) | (30.008.155) | (88.338) | (176.125) | (113.531) | - | (31.274.619) |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 23.118 | 691.108 | 334 | 2.993 | - | - | 717.553 |
| Consistenza al 31.12.2015 | 110.694 | 671.498 | 13.361.607 | 41.012 | 24.351 | 52.567 | 738.343 | 15.000.073 |
| Investimenti ordinari | 1.421 | 9.644 | 707.739 | 10.517 | 13.491 | 1.213 | 407.787 | 1.151.812 |
| Investimenti straordinari | 34 | 587 | 14.681 | 14 | - | - | - | 15.317 |
| Disinvestimenti ordinari: | | | | | | | | |
| Valore lordo | (35) | (344) | (210.878) | (4.276) | (19.807) | (1.974) | (2.776) | (240.091) |
| Fondo ammortamento | - | 278 | 205.671 | 3.316 | 19.776 | 1.821 | - | 230.863 |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | (4) | (760) | - | - | - | - | (764) |
| Totale disinvestimenti ordinari | (35) | (70) | (5.966) | (960) | (31) | (153) | (2.776) | (9.992) |
| Riclassifiche Altre | 199 | (33) | 63 | (529) | 529 | (228) | - | - |
| Passaggi in esercizio | 3.312 | 26.952 | 413.618 | - | - | 13.165 | (457.047) | - |
| Impairment rilevato a conto economico: | | | | | | | | |
| Totale Impairment rilevato a conto economico | - | - | - | - | - | - | (1.515) | (1.515) |
| Ammortamenti | - | (28.737) | (916.161) | (7.195) | (9.836) | (13.464) | - | (975.393) |
| Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Altri movimenti | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Totale variazioni | 4.931 | 8.343 | 213.974 | 1.846 | 4.152 | 534 | (53.551) | 180.229 |
| Situazione al 31.12.2016 | | | | | | | | |
| Costo originario | 100.578 | 1.429.626 | 40.494.700 | 134.700 | 191.657 | 178.237 | 684.791 | 43.214.289 |
| Rivalutazioni | 15.047 | 143.761 | 3.109.445 | 35 | 52 | - | - | 3.268.341 |
| Valore di Bilancio | 115.625 | 1.573.387 | 43.604.145 | 134.736 | 191.709 | 178.237 | 684.791 | 46.482.630 |
| Fondo ammortamento | - | (916.660) | (30.718.912) | (92.211) | (166.198) | (125.136) | - | (32.019.117) |
| Rivalutazione Legge n.350/03 | - | 23.113 | 690.349 | 334 | 2.993 | - | - | 716.789 |
| Consistenza al 31.12.2016 | 115.625 | 679.841 | 13.575.583 | 42.859 | 28.504 | 53.101 | 684.791 | 15.180.302 |

Il valore al 31 dicembre 2017 delle rivalutazioni legge n.350/03 effettuate nell'esercizio 2003, al fine di eliminare gli effetti degli ammortamenti operati in applicazione di norme tributarie, alla data di transizione ai principi contabili internazionali è stato considerato quale "fair value as deemed cost" alla data di rivalutazione.

Le migliorie su immobili di terzi accolgono il valore residuo dei costi sostenuti per interventi di modifica o di adeguamento di immobili in locazione di proprietà di terzi.

La riclassifica dalla voce "Impianti e macchinario" e "Attrezzature industriali e commerciali" alla voce "Attività possedute per la vendita", pari ad euro 4.102 migliaia, è riferita al valore delle attività appartenenti al Ramo "mobilità elettrica", ceduto alla società Enel X S.r.l. in data 01.01.2018.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti di seguito dettagliati:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|-------------------------------------|------------------|------------------|---------------|
| Terreni e fabbricati | 722 | 1.538 | (816) |
| Reti di distribuzione | | | |
| Impianti di Alta Tensione | 86.110 | 115.610 | (29.500) |
| Impianti di Media Tensione | 465.272 | 507.216 | (41.944) |
| Impianti di Bassa Tensione | 540.683 | 437.276 | 103.407 |
| Altri impianti e macchinari | 55.182 | 52.622 | 2.560 |
| Altri beni e attrezzature | 30.743 | 24.306 | 6.437 |
| Migliorie su beni di terzi | 8.615 | 13.245 | (4.629) |
| Totale investimenti ordinari | 1.187.327 | 1.151.812 | 35.516 |
| Investimenti straordinari | 483 | 15.792 | (15.309) |
| Totale | 1.187.811 | 1.167.605 | 20.206 |

L'aumento degli investimenti della Rete di distribuzione deriva essenzialmente dai maggiori investimenti in contatori elettronici in conseguenza dell'avvio del piano *Open Meter*, approvato dall'ARERA con la deliberazione n. 222/2017/R/eel, che prevede la sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione con quelli di seconda generazione. Tale effetto è stato parzialmente compensato dalla riduzione degli investimenti in qualità del servizio, riconducibili a quanto previsto dalla delibera 646/2015/R/eel, ARERA che ha definito la regolazione per la continuità del servizio, qualità della tensione e promozione selettiva degli investimenti per il periodo di regolazione 2016-2023.

Inoltre, la riduzione, deriva dai minori investimenti straordinari rispetto all'anno precedente, per un importo pari ad euro 15.309, e riguardanti essenzialmente l'acquisizione da parte di Unareti S.p.A. del ramo d'azienda di distribuzione relativo a 18 Comuni dell'hinterland milanese.

Nella Relazione sulla gestione è riportata un'analisi di maggior dettaglio degli investimenti.

Gli ammortamenti sono stati calcolati applicando le aliquote economico – tecniche rappresentative della vita utile dei cespiti evidenziate nella Nota di commento n. 2 "Principi contabili e criteri di valutazione".

Si evidenzia di seguito il dettaglio degli Immobili, impianti e macchinari in corso:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| Terreni | 6.594 | 5.885 | 709 |
| Fabbricati | 54.303 | 61.101 | (6.798) |
| Impianti e macchinari | 567.393 | 602.778 | (35.385) |
| Altri beni | 348 | 299 | 49 |
| Migliorie su immobili di terzi | 16.992 | 14.729 | 2.263 |
| Totale immobilizzazioni in corso e acconti | 645.630 | 684.792 | (39.162) |

Al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 non sono presenti beni gratuitamente devolvibili iscritti tra i Fabbricati strumentali.

Nella tabella seguente viene riportato il dettaglio degli immobili, impianti e macchinari al 31 dicembre 2017 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro

| | al 31.12.2017 | | | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| | Valore lordo | Ammortamento | Totale | Totale | Scostamento |
| Terreni | 118.562 | - | 118.562 | 115.625 | 2.937 |
| Fabbricati civili | 8.257 | 5.293 | 2.964 | 3.084 | (120) |
| Fabbricati strumentali | 1.606.991 | 917.849 | 689.142 | 676.757 | 12.385 |
| Reti di distribuzione | | | | | |
| Linee di alta tensione | 19.065 | 1.303 | 17.762 | 16.755 | 1.007 |
| Cabine primarie | 3.958.992 | 2.700.973 | 1.258.019 | 1.264.618 | (6.599) |
| Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie | 5.463.629 | 2.954.231 | 2.509.398 | 2.433.173 | 76.225 |
| Linee di media tensione | 13.051.162 | 9.361.653 | 3.689.509 | 3.644.370 | 45.139 |
| Linee di bassa tensione | 13.478.723 | 9.817.417 | 3.661.306 | 3.622.532 | 38.774 |
| Prese | 4.016.908 | 2.735.651 | 1.281.257 | 1.273.111 | 8.145 |
| Contatori | 3.391.911 | 2.249.961 | 1.141.950 | 1.118.017 | 23.933 |
| Altri impianti | 1.179.044 | 969.835 | 209.209 | 203.008 | 6.201 |
| <i>di cui Riclassifica ad Attività destinate alla vendita</i> | 6.647 | 2.605 | 4.042 | - | 4.042 |
| Totale reti di distribuzione | 44.559.434 | 30.791.025 | 13.768.409 | 13.575.582 | 192.827 |
| Attrezzature | 141.958 | 93.332 | 48.626 | 42.859 | 5.767 |
| Altri beni | 192.580 | 164.775 | 27.806 | 28.504 | (698) |
| Migliori su beni di terzi | 180.331 | 134.451 | 45.881 | 53.101 | (7.220) |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 645.630 | - | 645.630 | 684.791 | (39.162) |
| <i>di cui Riclassifica ad Attività destinate alla vendita</i> | 339 | 280 | 60 | - | - |
| Totale | 47.453.743 | 32.106.725 | 15.347.019 | 15.180.302 | 166.717 |

Per le informazioni relative alle modalità di recupero del valore degli impianti di distribuzione alla scadenza della concessione e per le informazioni in merito all'IFRIC 12 si rinvia a quanto esposto nella Nota di commento n.2 "Principi contabili e criteri di valutazione".

17. Leasing operativo– Euro 78.414 migliaia; Euro 11.391 migliaia

La Società in veste di locatario, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo.

In particolare, la Società ha preso in locazione fabbricati, autoveicoli e attrezzature strumentali all'attività di impresa, per mezzo di contratti di *leasing* operativo con Enel Italia S.r.l. e società terze.

I canoni sono contabilizzati nei "Costi per Servizi" e sono dettagliati nella tabella seguente:

| Migliaia di euro | | | |
|------------------|---------------|---------------|--------------|
| | 2017 | 2016 | 2017-2016 |
| Pagamenti minimi | 83.491 | 78.414 | 5.077 |
| Totale | 83.491 | 78.414 | 5.077 |

I pagamenti minimi futuri dovuti dalla società per i *leasing* operativi sono rappresentati, in base alla scadenza, nella successiva tabella:

| Migliaia di euro | | | |
|-----------------------|----------------|----------------|------------------|
| | 2017 | 2016 | 2017-2016 |
| Periodi: | | | |
| entro un anno | 70.609 | 70.651 | (42) |
| tra uno e cinque anni | 241.329 | 281.299 | (39.970) |
| oltre 5 anni | 71.946 | 288.963 | (217.017) |
| Totale | 383.885 | 640.913 | (257.028) |

La Società, invece, in veste di locatore, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo relativi essenzialmente all'affitto di parti di impianto a Wind per l'appoggio di proprie apparecchiature. I canoni sono contabilizzati negli "Altri Ricavi" e sono stati pari a euro 7.420 migliaia nel 2017 (euro 9.624 migliaia nel 2016).

I pagamenti minimi futuri che la società ha il diritto di ricevere in base al contratto di *leasing* sono dettagliati nella seguente tabella:

| Migliaia di euro | | | |
|-----------------------|---------------|---------------|-----------|
| | 2017 | 2016 | 2017-2016 |
| Periodi: | | | |
| entro un anno | 9.473 | 9.379 | 94 |
| tra uno e cinque anni | 28.545 | 28.545 | - |
| oltre 5 anni | 1.764 | 1.764 | - |
| Totale | 39.782 | 39.688 | 94 |

18 Attività immateriali – Euro 212.631 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2016 e 2017) è esposto di seguito:

| Migliaia di euro | Costi di sviluppo | Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno | Software non tutelato | Immobilizzazioni in corso e acconti | Totale |
|---|-------------------|--|-----------------------|-------------------------------------|----------------|
| Costo | 4.805 | 550.351 | 260.865 | 95.700 | 911.722 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.739) | (457.326) | (258.747) | - | (720.813) |
| Consistenza al 31 dicembre 2016 | 65 | 93.025 | 2.118 | 95.700 | 190.909 |

| | | | | | |
|--|-------------|-----------------|--------------|----------------|----------------|
| Attività acquisite separatamente | 215 | 171 | 14 | 87.135 | 87.535 |
| Passaggi in esercizio | 6.518 | 3.303 | | (9.821) | - |
| Dismissioni | - | - | - | - | - |
| Ammortamento | (2.073) | (50.907) | (773) | - | (53.753) |
| Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita | (4.717) | (2.294) | | (5.050) | (12.060) |
| Altre variazioni | - | - | - | - | - |
| Totale variazioni | (57) | (49.727) | (759) | 72.265 | 21.722 |
| Costo | 4.805 | 541.259 | 260.879 | 167.966 | 974.909 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.796) | (497.962) | (259.520) | - | (762.278) |
| Consistenza al 31 dicembre 2017 | 8 | 43.298 | 1.359 | 167.966 | 212.631 |

| Migliaia di euro | Costi di sviluppo | Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno | Software non tutelato | Immobilizzazioni in corso e acconti | Totale |
|---|-------------------|--|-----------------------|-------------------------------------|----------------|
| Costo | 4.805 | 508.060 | 258.561 | 69.182 | 840.608 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.193) | (415.377) | (258.561) | - | (678.131) |
| Consistenza al 31 dicembre 2015 | 612 | 92.683 | - | 69.182 | 162.477 |

| | | | | | |
|---|--------------|---------------|--------------|---------------|----------------|
| Attività acquisite separatamente | - | 4.076 | 126 | 67.236 | 71.438 |
| Passaggi in esercizio | - | 38.216 | 2.179 | (40.395) | - |
| Dismissioni | - | - | - | (323) | (323) |
| Ammortamento | (547) | (41.950) | (186) | - | (42.683) |
| Totale variazioni | (547) | 342 | 2.119 | 26.518 | 28.432 |
| Costo | 4.805 | 550.351 | 260.866 | 95.700 | 911.722 |
| Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate | (4.740) | (457.326) | (258.747) | - | (720.813) |
| Consistenza al 31 dicembre 2016 | 65 | 93.025 | 2.119 | 95.700 | 190.909 |

I diritti di brevetto industriale sono costituiti dal valore residuo di sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

La riclassifica dalla voce "Costi di sviluppo", "Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno" e "Immobilizzazioni in corso e acconti" alla voce "Attività possedute per la vendita", pari ad euro 12.060 migliaia, è riferita al valore delle attività appartenenti al Ramo "mobilità elettrica", ceduto alla società Enel X S.r.l. in data 01.01.2018.

Si evidenzia di seguito il dettaglio delle Attività immateriali in corso:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
|--|----------------|---------------|
| Costi di sviluppo | 76.347 | 16.681 |
| Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno | 91.619 | 79.019 |
| Software non tutelato | - | - |
| Totale | 167.966 | 95.700 |

L'incremento dei costi di sviluppo e dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno è da ricondursi principalmente a quelli relativi al Progetto Digitaly, ed agli applicativi evolutivi di gestione della misura e dei sistemi dell'area Servizi Commerciali di rete.

Di seguito è esposto il valore dei diritti di brevetto industriale stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

| Migliaia di euro | | | | | |
|------------------|--------------------|------------------|-----------------------|---------------|---------------|
| al 31.12.2017 | | | | | |
| al 31.12.2016 | | | | | |
| Vita Utile | Vita Utile residua | Costo originario | Ammortamenti cumulati | Totale | |
| 3 | 1 mese | 2.381 | (2.298) | 83 | - |
| 3 | 9 mesi | 167 | (125) | 42 | |
| 3 | 10 mesi | 5.781 | (4.175) | 1.606 | 1 |
| 3 | 11 mesi | 57.384 | (39.871) | 17.513 | 7.413 |
| 3 | 1 anno | 66 | (39) | 27 | 6.027 |
| 3 | 1 anno e 1 mese | 5.925 | (3.779) | 2.146 | 68 |
| 3 | 1 anno e 2 mesi | - | - | - | 809 |
| 3 | 1 anno e 8 mesi | 6.079 | (2.606) | 3.472 | - |
| 3 | 1 anno e 9 mesi | 15.024 | (6.239) | 8.786 | 6 |
| 3 | 1 anno e 10 mesi | 9.317 | (3.618) | 5.698 | 3.625 |
| 3 | 1 anno e 11 mesi | 5.881 | (2.124) | 3.757 | 21.975 |
| 3 | 2 anni | - | - | - | 14.642 |
| 3 | 2 anni e 1 mese | - | - | - | |
| 3 | 2 anni e 2 mesi | 34 | (6) | 28 | 4.110 |
| 3 | 2 anni e 3 mesi | 1 | - | 1 | 30 |
| 3 | 2 anni e 4 mesi | - | - | - | 30 |
| 3 | 2 anni e 7 mesi | - | - | - | |
| 3 | 2 anni e 8 mesi | - | - | - | |
| 3 | 2 anni e 9 mesi | - | - | - | 11.462 |
| 3 | 2 anni e 10 mesi | - | - | - | 10.114 |
| 3 | 2 anni e 11 mesi | 136 | (45) | 90 | 12.237 |
| 5 | 0 | - | - | - | - |
| 5 | 3 mesi | - | - | - | - |
| 5 | 5 mesi | - | - | - | - |
| 5 | 10 mesi | 216 | (180) | 36 | |
| 5 | 11 mesi | - | - | - | 377 |
| 5 | 1 anno e 10 mesi | 34 | (21) | 12 | - |
| 5 | 1 anno e 11 mesi | - | - | - | 79 |
| 5 | 1 anno e 5 mesi | - | - | - | - |
| 5 | 2 anni e 5 mesi | - | - | - | - |
| 5 | 2 anni e 10 mesi | - | - | - | 19 |
| 5 | 3 anni e 10 mesi | - | - | - | - |
| 5 | 4 anni e 10 mesi | - | - | - | - |
| Totale | | 108.425 | (65.127) | 43.298 | 93.025 |

19 Attività per imposte differite – Euro 627.274 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 16.155 migliaia

Le “Attività per imposte differite” e “Passività per imposte differite” sono determinate sulla base delle aliquote fiscali previste alla data di rientro delle differenze temporanee ed ammontano a euro 611.119 migliaia (euro 591.072 migliaia al 31 dicembre 2016).

Si forniscono in dettaglio i movimenti delle “Attività per imposte differite” e delle “Passività per imposte differite”, per tipologia di differenza temporale, determinati sulla base delle aliquote fiscali stimate nel presente periodo d'imposta.

| Migliaia di euro | | Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Conto economico | Incrementi / (Decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto | Altre variazioni con imputazione a Conto Economico | Altre variazioni con imputazione a Patrimonio Netto | |
|---|-------------------------|---|--|---|--|---------------------------|
| | al 1 gennaio 2017 | | | | | al 31 dicembre 2017 |
| Attività per imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita | 242.305 | (16.372) | - | (17.598) | - | 208.335 |
| perdite di valore a deducibilità differita | 19.762 | 15.992 | - | (1.141) | - | 34.613 |
| ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita | 266.589 | 39.876 | - | 13 | - | 306.478 |
| TFR e altri benefici ai dipendenti | 48.800 | (8.617) | 1.492 | 8.063 | - | 49.738 |
| imposte e tasse deducibili per cassa | 807 | 12 | - | 26 | - | 845 |
| contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti | 85 | - | - | - | - | 85 |
| altre partite a deducibilità differita | 730 | 1.145 | - | (40) | - | 1.835 |
| strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18 | 31.278 | - | (5.958) | - | 25 | 25.345 |
| Totale attività per imposte sul reddito differite | 610.356 | 32.036 | (4.466) | (10.677) | 25 | 627.274 |
| Passività per imposte sul reddito differite: | | | | | | |
| differenze relative ad attività materiali ed immateriali | 3.147 | (13) | - | - | - | 3.134 |
| plusvalenza a tassazione differita | - | - | - | - | - | - |
| altre partite | 5.414 | 264 | - | 122 | - | 5.800 |
| strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18 | 10.722 | (468) | (3.033) | - | - | 7.221 |
| Totale passività per imposte sul reddito differite | 19.283 | (217) | (3.033) | 122 | - | 16.155 |

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2017 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,890% per l'IRAP (come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori). Al 31 dicembre 2016 il valore delle imposte differite è stato determinato applicando le aliquote del 27,5% per l'IRES, del 4,890% per l'IRAP.

Le Attività per imposte differite sono state rilevate sulle differenze tra i valori iscritti in bilancio con i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Conto Economico si riferiscono essenzialmente alla movimentazione, del fondo svalutazione crediti e dei Fondi rischi e oneri (principalmente Fondo incentivi all'esodo).

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto si riferiscono all'effetto fiscale relativo ai derivati di copertura sui tassi di interesse e cambio (CFH) nonché all'effetto fiscale sulle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

20 Partecipazioni– Euro 792 migliaia

Il prospetto di seguito riportato evidenzia per ciascuna partecipazione i corrispondenti valori di inizio e fine esercizio, nonché l'elenco delle partecipazioni possedute nelle società controllate, collegate e altre imprese.

| Migliaia di euro | Costo originario | Valore a bilancio | Cessioni | Costo originario | Valore a bilancio |
|------------------------------|------------------|-------------------|--------------|------------------|-------------------|
| | al 31.12.2016 | | | al 31.12.2017 | |
| Partecipazioni in: | | | | | |
| - controllate | 862 | 862 | (140) | 722 | 722 |
| - altre imprese | 70 | 70 | - | 70 | 70 |
| Totale Partecipazioni | 932 | 932 | (140) | 792 | 792 |

Le partecipazioni in imprese controllate si riferiscono al valore della partecipazione di maggioranza (60%) nella società Enel Saudi Arabia Ltd., costituita nel 2016 a seguito di Joint Venture Agreement con il Gruppo Eram per la partecipazione alle gare del Progetto “Smart Grids” in Arabia Saudita.

La riduzione della voce, pari a euro 140 migliaia, deriva come precedentemente esposto dalla cessione ad Enel S.p.A. del 100% della partecipazione in Enel M@p S.r.l., avvenuta nell'ambito del progetto di riorganizzazione societaria delle Global Business Line e Global Service Functions.

Le partecipazioni in imprese controllate sono valutate al costo e sono soggette ad impairment test quando sono presenti indicatori di eventuali perdite durevoli di valore.

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio Anea (Agenzia napoletana energia ambiente).

Le partecipazioni in altre imprese sono iscritte al costo, rettificato per eventuali perdite di valore. Pur essendo il *fair value* non attendibilmente determinabile, si ritiene che il relativo valore non possa avere un impatto significativo su e-distribuzione S.p.A. visto il valore minimale.

21 Derivati – euro 96.770 migliaia – euro 10.469

| Migliaia di euro | Non correnti | | Correnti | |
|--------------------------------|---------------|----------------|---------------|---------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Attività finanziarie-derivati | - | 6.801 | - | 5.838 |
| Passività finanziarie derivati | 96.770 | 129.061 | 10.469 | - |
| Totale | 96.770 | 135.862 | 10.469 | 5.838 |

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alla Nota di commento n. 47 “Strumenti finanziari” e 49 “Derivati e hedge accounting”.

22 Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 541.894 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

| Migliaia di euro | Note | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|--------|----------------|----------------|-----------------|
| Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012) | 45.1.1 | 223.807 | 279.758 | (55.951) |
| Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici | 45.1.1 | 296.633 | 340.433 | (43.800) |
| Prestiti ai dipendenti | 45.1.1 | 21.441 | 20.836 | 605 |
| Titoli | 45.1.3 | 13 | 13 | - |
| Totale | | 541.894 | 641.040 | (99.146) |

I crediti finanziari e titoli a medio – lungo termine si riferiscono essenzialmente alla quota a medio/lungo termine derivante dall'iscrizione nel 2012 in un'unica soluzione del credito finanziario, determinato in base alla Deliberazione AEEGSI n. 157/2012, relativamente agli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) ed al credito vantato verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativamente al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici di prima generazione.

I Prestiti ai dipendenti sono remunerati ai tassi correnti di mercato ed erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

I titoli a medio - lungo termine sono costituiti essenzialmente da obbligazioni della controllante Enel S.p.A. e Buoni del Tesoro Pluriennali depositati a cauzione presso terzi.

Il decremento della voce, pari a euro 99.146 migliaia rispetto al 31 dicembre 2016, deriva essenzialmente dalla riclassifica nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine" per euro 55.951 della quota a breve termine del credito relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) e per euro 43.801 migliaia della quota a breve termine del credito vantato verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativamente al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

23 Altre attività non correnti – Euro 168.082 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|----------------|----------------|-----------------|
| Crediti verso CSEA | 93.137 | 69.894 | 23.243 |
| Altri crediti a lungo termine: | 74.945 | 100.610 | (25.665) |
| Depositi cauzionali presso terzi. | 2.289 | 2.245 | 44 |
| Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica | 19.674 | 27.906 | (8.232) |
| Altri crediti diversi | 52.982 | 70.459 | (17.477) |
| Totale | 168.082 | 170.504 | (2.422) |

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono al valore dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali verserà alla società, a partire dal 2019, a fronte dell'annullamento dei titoli relativi ai progetti di efficienza energetica per la copertura degli obblighi normativi.

I risconti attivi per i Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono alla quota non corrente dei progetti di efficienza energetica (realizzati o acquistati).

Gli altri crediti diversi accolgono essenzialmente:

- per euro 43.618 migliaia (euro 56.532 migliaia al 31 dicembre 2016), il credito per IRES (rispettivamente euro 4.335 migliaia verso la controllante per il periodo 2004 – 2011 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 34.839 migliaia verso l'erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato, per le annualità pregresse, in applicazione del decreto legge n. 201 del 6 dicembre 2011 che ha previsto la deducibilità dall'IRES dell'IRAP relativa alla quota imponibile del costo del personale.
- per euro 8.879 migliaia (euro 8.992 migliaia al 31 dicembre 2016), l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 1.761 migliaia verso la controllante per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 7.118 migliaia verso l'Erario per il 2003, anno precedente all'adesione al consolidato fiscale) determinato per le annualità pregresse in applicazione del D.L. 29 novembre 2008 n. 185 (art. 6) che ha previsto la deducibilità dell'IRAP dall'IRES nella misura forfetaria massima del 10% dell'IRAP di competenza, relativa al costo del lavoro e agli interessi.

Attività correnti

24 Rimanenze – Euro 342.771 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---|----------------|----------------|----------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo: | | | |
| Materiali, apparecchi e altre giacenze | 346.717 | 229.425 | 117.292 |
| Fondo obsolescenza magazzino | (3.946) | (1.117) | (2.829) |
| Totale | 342.771 | 228.308 | 114.463 |
| Acconti | - | 22 | (22) |
| Totale | 342.771 | 228.330 | 114.441 |

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

L'incremento delle rimanenze deriva essenzialmente dagli acquisti di contatori elettronici di seconda generazione in attuazione del piano *Open Meter* in precedenza menzionato, e dagli acquisti di materiali MT/BT destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

Il Fondo obsolescenza magazzino fronteggia il presumibile minor valore di realizzo di materiali ed apparecchiature divenute obsolete anche a seguito di evoluzioni tecnologiche e di scelte gestionali volte all'impiego di apparecchiature a più alta efficienza ed in linea con le più moderne opportunità offerte dall'industria elettromeccanica. La variazione del Fondo riflette euro 3.946 migliaia di accantonamenti, parzialmente compensati da euro 129 migliaia di utilizzi e euro 988 migliaia di rilasci a Conto Economico.

25 Crediti commerciali – Euro 4.889.766 migliaia

Si riferiscono essenzialmente ai crediti verso clienti per trasporto di energia elettrica, prestazioni ed interessi, sono comprensivi anche di quelli dell'energia distribuita e di prestazioni ancora da fatturare; sono esposti al netto di una svalutazione, pari a euro 230.185 migliaia.

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|------------------|------------------|---------------|
| Crediti commerciali verso Terzi | 3.481.714 | 3.039.386 | 442.328 |
| Crediti commerciali verso società controllante | 1.359 | 228 | 1.131 |
| Crediti commerciali verso imprese controllate | - | 847 | (847) |
| Crediti commerciali verso altre società del gruppo | 1.636.878 | 1.944.681 | (307.803) |
| Svalutazione Crediti: | (230.185) | (161.136) | (69.049) |
| - Svalutazione crediti ordinari | (225.732) | (155.434) | (70.298) |
| - Svalutazione crediti per interessi di mora | (4.453) | (5.702) | 1.249 |
| Totale | 4.889.766 | 4.824.006 | 65.760 |

L'incremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 65.760 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per euro 142.367 migliaia all'incremento dei crediti connessi ai ricavi da c.d. "*lag regolatorio*", normato con la Delibera ARERA n.654/2015;

- per euro 300.515 migliaia all'aumento dei crediti verso traders e clienti finali;
- per euro 307.803 migliaia alla riduzione dei crediti verso altre società del Gruppo essenzialmente riferito:
 - per euro 240.073 migliaia alla diminuzione dei crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela e per euro 43.618 migliaia alla riduzione dei crediti verso Enel Energia S.p.A., per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero. Tale riduzione è in parte conseguenza dell'ampliamento dell'ambito di applicazione del meccanismo della scissione dei pagamenti previsto, con decorrenza 1° luglio 2017, dall'art.17- ter del DPR 633/1972 dal D.L. n.50/2017;
 - per euro 17.944 migliaia ai minori crediti verso Endesa Distribucion S.A. in seguito ai minori volumi di vendita di contatori elettronici e servizi correlati, effettuati nell'esercizio 2017;
 - per euro 7.811 migliaia ai minori crediti verso Open Fiber S.p.A. in conseguenza della modifica dei corrispettivi per IRU previsti dalla Delibera n. 162/17/CIR dell' AGCM;
- per euro 70.298 migliaia alle maggiori svalutazioni dei crediti per trasporto e energia effettuate a dicembre 2017.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

| | Svalutazione crediti non tassata | Svalutazione crediti tassata | Svalutazione per interessi di mora | Totale |
|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|----------------|
| Totale al 31.12.2015 | 71.565 | 77.290 | 5.293 | 154.148 |
| Accantonamenti | - | 9.932 | 439 | 10.371 |
| Utilizzi | - | - | (30) | (30) |
| Ammontare inutilizzato riversato | (3.353) | - | - | (3.353) |
| Altre variazioni | 3.330 | (3.330) | - | - |
| Totale al 31.12.2016 | 71.542 | 83.892 | 5.702 | 161.136 |
| Accantonamenti | - | 81.749 | - | 81.749 |
| Utilizzi | - | - | - | - |
| Ammontare inutilizzato riversato | (11.451) | - | (1.249) | (12.700) |
| Altre variazioni | 19.204 | (19.204) | - | - |
| Totale al 31.12.2017 | 79.295 | 146.437 | 4.453 | 230.185 |

La svalutazione dei crediti è destinata a coprire le potenziali perdite che potrebbero derivare dai mancati incassi dei crediti in essere al 31 dicembre 2017. La stima considera il rischio specifico legato a posizioni creditorie in essere. Gli accantonamenti riflettono gli stanziamenti effettuati a fronte della sopravvenuta inesigibilità di alcuni traders.

I crediti commerciali scaduti, non svalutati, non hanno subito una perdita di valore a seguito dell'attenta analisi da parte della Società circa la recuperabilità dei crediti.

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

| Migliaia di euro | | | |
|------------------|------------------|------------------|---------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| Italia | 4.819.201 | 4.736.292 | 82.909 |
| Spagna | 40.998 | 60.640 | (19.642) |
| Romania | 20.197 | 20.713 | (516) |
| Altri | 9.369 | 6.362 | 3.007 |
| Totale | 4.889.766 | 4.824.007 | 65.759 |

Di seguito sono esposti i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016:

| Migliaia di euro | | | | |
|---------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| | al 31.12.2017 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
| Crediti commerciali | 4.889.766 | 4.526.452 | 363.315 | - |

| Migliaia di euro | | | | |
|---------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| | al 31.12.2016 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
| Crediti commerciali | 4.824.006 | 4.476.220 | 347.786 | - |

I crediti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

| Migliaia di euro | | | |
|--|------------------|------------------|------------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| Crediti verso società controllante | 1.359 | 228 | 1.131 |
| Enel Spa | 1.359 | 228 | 1.131 |
| Crediti verso società controllate | - | 847 | (847) |
| Enel M@p Srl | - | 847 | (847) |
| Crediti verso altre società del gruppo | 1.636.878 | 1.944.681 | (307.803) |
| Servizio Elettrico Nazionale Spa (già Enel Servizio Elettrico) | 854.010 | 1.094.083 | (240.073) |
| Enel Energia Spa | 705.031 | 748.649 | (43.618) |
| Enel Produzione Spa | 2.900 | 3.973 | (1.073) |
| Enel Italia Srl | 230 | 223 | 7 |
| Enel Sole Srl | 1.949 | 5.925 | (3.976) |
| Endesa Distribucion SA | 39.766 | 57.710 | (17.944) |
| Open Fiber SpA | 9 | 7.820 | (7.811) |
| Enel Distributie Muntenia | 8.290 | 6.777 | 1.513 |
| Enel Servicii Comune SA | 4.903 | 4.912 | (9) |
| Enel Romania | 3.989 | 4.562 | (573) |
| Chilectra | 3.828 | 1.191 | 2.637 |
| Enel Global Infrastructure & Networks Srl | 1.649 | - | 1.649 |
| Enel Distributie Banat SA | 1.820 | 1.384 | 436 |
| Enel Trade Spa | 256 | 572 | (316) |
| Electrica Cadiz | 962 | - | 962 |
| Altre società del gruppo | 7.286 | 6.900 | 386 |
| Totale | 1.638.237 | 1.945.756 | (307.519) |

I crediti verso la controllante Enel S.p.A. si riferiscono, al 31 dicembre 2017, al personale distaccato e alla fornitura di beni in noleggio e servizi.

I crediti verso la controllata Enel M@p S.r.l. risultano al 31 dicembre 2017 pari a zero in quanto, in virtù della cessione a Enel S.p.A. della totalità della partecipazione detenuta in Enel M@p S.r.l., avvenuta nel mese di novembre 2017, la società non risulta più una controllata di e-distribuzione S.p.A.

Verso la società, ora denominata Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l., e-distribuzione S.p.A. presenta al 31 dicembre 2017 un credito pari a euro 1.649 migliaia riferito essenzialmente alla fornitura di servizi accentrati, alle *fee* riconosciute per la vendita dei contatori e delle infrastrutture di ricarica veicoli elettrici.

I crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. e verso Enel Energia S.p.A. si riferiscono rispettivamente al credito relativo al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela e al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.

I crediti verso Endesa Distribucion S.A. si riferiscono alla vendita di contatori elettronici e a servizi correlati nell'ambito dello specifico contratto stipulato tra le parti nel corso del 2010 e rinnovato a fine 2015. Come in precedenza esposto, tali crediti al 31 dicembre 2017 presentano una riduzione di euro 17.944 migliaia in virtù dei minori volumi di vendite e prestazioni registrati nell'esercizio 2017.

I crediti verso OpEn Fiber S.p.A. si riferiscono ai servizi offerti nel Regolamento tecnico ed economico di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione e richiesti da Open Fiber successivamente all'accettazione delle Condizioni di accesso all'Infrastruttura elettrica di e-distribuzione. Essi risultano inferiori rispetto all'esercizio precedente per euro 7.811 migliaia in seguito alla riduzione dei corrispettivi per IRU stabilita dalla Delibera n. 162/17/CIR dell'AGCM.

Per ulteriori informazioni in merito alla natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 51 relativa all'"Informativa sulle parti correlate".

26 Crediti per lavori in corso su ordinazione – Euro 561 migliaia

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 561 migliaia al 31 dicembre 2017 (euro 168 migliaia al 31 dicembre 2016) sono relativi principalmente ai lavori svolti nell'ambito del contratto con E.On Moldova Distributie S.A. che ha come oggetto la realizzazione, chiavi in mano, di un impianto di "smart metering" in Romania.

27 Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 258.571 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|----------------|----------------|------------------|
| Perequazioni | 64.747 | 82.733 | (17.986) |
| Premi e altre partite recupero continuità del servizio | 134.991 | 51.578 | 83.413 |
| Titoli efficienza energetica | 20.700 | 294.269 | (273.569) |
| Altri crediti verso CSEA | 38.133 | 52.514 | (14.381) |
| Totale | 258.571 | 481.094 | (222.523) |

Il decremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2017 si riferisce all'incasso per complessivi euro 158.529 migliaia (di cui euro 76.000 migliaia iscritte come sopravvenienze passive nette nel 2017) dei meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIV.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione dei valori risultanti dai meccanismi di perequazione dell'esercizio 2017 e relativi agli Usi propri (euro 19.689 migliaia), al servizio di misura (euro 9.474 migliaia) ed al sisma avvenuto in Centro Italia (euro 35.584 migliaia).

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali al 31 dicembre 2016 si riferivano, invece, ai valori risultanti dal meccanismo di perequazione relativo ai clienti domestici (euro 29.519 migliaia), agli Usi propri (euro 17.348 migliaia), ai costi di trasmissione (euro 26.141 migliaia) ed alla perequazione dei ricavi di distribuzione (euro 2.453 migliaia).

Si rileva, inoltre, che sul credito la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali riconosce alle imprese distributrici un interesse pari al tasso di riferimento fissato dalla Banca Centrale Europea, con un minimo pari allo 0,5%, calcolato a decorrere dal 1° gennaio del secondo anno successivo a quello a cui si riferiscono gli ammontari di perequazione (Deliberazione n. 654/15 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente).

Il credito relativo ai premi e ad altre partite sulla continuità del servizio, pari a euro 134.991 migliaia, si riferisce, per euro 57.100 migliaia, all'iscrizione della stima del premio sulla continuità del servizio dell'anno 2017 (euro 43.500 migliaia al 31 dicembre 2016 per la continuità del servizio 2016) e la stima del premio spettante per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, pari ad euro 5.100 migliaia determinato per l'esercizio 2017 a seguito della Deliberazione ARERA n.549/16.

Inoltre, il credito accoglie la stima della rivalsa nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali degli indennizzi erogati ai clienti per interruzioni di responsabilità non di e-distribuzione S.p.A., pari a euro 72.791 migliaia (euro 8.078 migliaia al 31 dicembre 2016).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 20.700 migliaia (euro 294.269 migliaia al 31 dicembre 2016), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo.

Il decremento del credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 273.569 migliaia, deriva dall'incasso del credito per i progetti e i titoli acquistati nel 2016 e dall'iscrizione dei titoli acquistati nel corso del 2017, pari complessivamente a euro 441.309 migliaia, parzialmente compensato dall'effetto della cessione pro-soluto, effettuata nel mese di dicembre 2017, pari a euro 420.609 migliaia.

Gli altri crediti riguardano essenzialmente i contributi riconosciuti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per il servizio di connessione alle reti elettriche di impianti di produzione da fonti rinnovabili (Deliberazione n.281/05, n.89/07 e n.99/08 dell'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente e successive) ed il credito per componenti CMOR e AS.

28 Crediti per imposte sul reddito – Euro 19.672 migliaia

I crediti per imposte sul reddito sono così composti:

| Migliaia di euro | | | |
|--------------------------|---------------|----------------|------------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| Crediti IRAP | 141 | 23.608 | (23.467) |
| Crediti IRES | 67 | 230.226 | (230.159) |
| Crediti addizionale IRES | 19.464 | 19.464 | - |
| Altri crediti tributari | - | 5 | (5) |
| Totale | 19.672 | 273.303 | (253.631) |

La voce accoglie essenzialmente il saldo netto a credito tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno.

Al 31 dicembre 2017 il saldo netto risulta a debito di euro 2.882 per l'IRES migliaia ed euro 11.951 migliaia per l'IRAP ed esposto nella voce "Debiti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 43.

29 Altri crediti tributari – Euro 158.679 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 158.679 migliaia (euro 14.993 migliaia al 31 dicembre 2016) si riferiscono, per euro 156.350 migliaia, al saldo a credito della liquidazione IVA di gruppo (pari a euro 12.929 migliaia al 31 dicembre 2016)

Inoltre gli altri crediti tributari si riferiscono, per euro 2.323 migliaia (euro 2.063 migliaia al 31 dicembre 2016) ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria.

30 Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 118.147 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012) | 55.951 | 55.951 | - |
| Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E. | 16.296 | 16.336 | (40) |
| Prestiti ai dipendenti | 2.099 | 2.047 | 52 |
| Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici | 43.801 | 46.119 | (2.318) |
| Totale | 118.147 | 120.453 | (2.306) |

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti dalla quota a breve del credito finanziario iscritto nel 2012 per il rimborso ad e-distribuzione S.p.A., come previsto dalla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico n. 157/12, degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) già sostenuti dalla società.

Il credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica si riferisce, invece, alle posizioni di credito emergenti dalle dichiarazioni fiscali presentate per l'anno d'imposta 2007 in relazione alle quali e-distribuzione S.p.A., secondo la vigente normativa, ha presentato istanza di rimborso chiedendo, tra l'altro, di accreditare i relativi importi in favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex art. 6, comma 5, D.M. 12/12/1996 n. 689) subentrata a e-distribuzione S.p.A. nell'attività di vendita di elettricità cui è correlata la soggettività passiva tributaria ai fini delle accise sull'energia elettrica.

I prestiti ai dipendenti, remunerati a tassi correnti di mercato, sono stati erogati a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari o per riscatto auto aziendale e vengono rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono alla quota a breve termine del credito connesso al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici di prima generazione.

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

31 Altre attività finanziarie correnti – Euro - migliaia

Le altre attività finanziarie correnti si riferiscono agli interessi attivi maturati sul conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante (euro 57 migliaia al 31 dicembre 2016).

Le altre attività finanziarie correnti sono state interamente incluse nell'indebitamento.

32 Altre attività correnti - Euro 144.170 migliaia

Il dettaglio delle altre attività correnti è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|-----------------|-----------------|-----------------|
| Crediti verso il personale | 3.936 | 4.025 | (89) |
| Depositi cauzionali presso terzi | 605 | 645 | (40) |
| Anticipi a fornitori e a terzi | 10.093 | 18.061 | (7.968) |
| Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi | 1.514 | 550 | 964 |
| Crediti verso ex imprese elettriche | 3.044 | 3.044 | - |
| Note credito da ricevere: | 7.825 | 7.121 | 704 |
| Note credito da ricevere (terzi) | 7.648 | 6.944 | 704 |
| Note credito da ricevere (gruppo) | 177 | 177 | - |
| Crediti diversi: | 126.231 | 123.686 | 2.545 |
| Crediti diversi (terzi) | 126.128 | 123.264 | 2.864 |
| Crediti diversi (gruppo) | 103 | 422 | (319) |
| Risconti attivi (gruppo) | 73 | 73 | - |
| Risconti attivi (terzi) | 24.484 | 25.006 | (522) |
| Svalutazione crediti: | (33.635) | (13.635) | (20.000) |
| Svalutazione crediti verso ex imprese elettriche | (2.254) | (2.254) | - |
| Svalutazione anticipi a fornitori e a terzi | (1.381) | (1.381) | - |
| Svalutazione crediti diversi (terzi) | (30.000) | (10.000) | (20.000) |
| Totale | 144.170 | 168.576 | (24.406) |

I crediti diversi verso terzi si riferiscono essenzialmente al credito verso la società Cattolica di Assicurazione per le spese sostenute a fronte del Black out del 2003, nonché ai crediti verso Terna e altri gestori per indennizzi ai clienti MT/BT ai sensi della Deliberazione n. 646/15 dell'AEEGSI.

Il decremento dei risconti attivi si riferisce principalmente, per euro 830 migliaia, alla quota corrente dei progetti di efficienza energetica (realizzati o acquistati).

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 197.044 migliaia

Il dettaglio è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|------------------|----------------|----------------|---------------|
| Depositi bancari | 193.300 | 136.995 | 56.305 |
| Depositi postali | 3.455 | 3.222 | 233 |
| Cassa | 289 | 575 | (286) |
| Totale | 197.044 | 140.792 | 56.252 |

I depositi bancari si riferiscono ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti, pari a euro 190.578 migliaia (euro 133.958 migliaia al 31 dicembre 2016), nonché alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2015 in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario, pari a euro 2.722 migliaia (euro 3.037 migliaia al 31 dicembre 2016).

34. Attività classificate come possedute per la vendita e passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita – Euro 16.162 migliaia ed Euro 69 migliaia

La seguente tabella evidenzia le principali classi di attività e passività incluse nei gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita:

| Euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| ATTIVITA' | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | 4.102 | - | 4.102 |
| Attività immateriali | 12.060 | - | 12.060 |
| Altre attività correnti | - | - | - |
| TOTALE ATTIVITA' | 16.162 | - | 16.162 |

| Euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|-----------------------------------|---------------|---------------|-----------|
| PASSIVITA' | | | |
| TFR e altri benefici a dipendenti | 35 | - | 35 |
| Altre passività correnti | 34 | - | 34 |
| TOTALE PASSIVITA' | 69 | - | 69 |

Come in precedenza esposto la voce si riferisce alla riclassifica delle attività e passività appartenenti al ramo d'azienda "mobilità elettrica" ceduto con efficacia 1° gennaio 2018 ad Enel X S.r.l.

La voce Immobili, impianti e macchinari e Attività immateriali accoglie essenzialmente il valore netto delle infrastrutture di ricarica, i costi di sviluppo ed il software applicativo tutelato giuridicamente.

La voce TFR e altri benefici a dipendenti e le altre passività correnti sono relative alle 5 risorse cedute con il ramo d'azienda.

Passivo

Patrimonio netto

35. Patrimonio netto – Euro 4.454.143 migliaia

Capitale sociale - Euro 2.600.000 migliaia

Il capitale sociale è rappresentato da 2.600.000.000 azioni autorizzate, emesse e interamente versate e possedute dalla controllante Enel S.p.A.. Si ricorda che nel corso del 2006, al fine di ottimizzare la struttura finanziaria di e-distribuzione S.p.A., è stato ridotto il capitale sociale di euro 3.519.200 migliaia, mediante imputazione ad Altre Riserve.

Altre riserve – Euro 1.486.340 migliaia

Riserva legale – Euro 520.000 migliaia

La Riserva legale accoglie euro 333.490 migliaia ad essa assegnati in sede di destinazione dell'utile degli esercizi precedenti come previsto dall'art. 2430 del cod. civ., nonché euro 201.405 migliaia a seguito della conversione e ridenominazione in euro del capitale sociale operata nel 2001.

Il 1° gennaio 2008 euro 14.895 migliaia di Riserva Legale è stata scissa a favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex Enel Servizio Elettrico S.p.A.).

Al 31 dicembre 2017 la Riserva legale risulta pari al 20% del capitale sociale.

Riserva di rivalutazione - Euro 599.097 migliaia

La riserva di rivalutazione rappresenta l'ammontare, al netto dell'imposta sostitutiva del 19%, della rivalutazione eseguita nell'esercizio 2003 in conformità alla Legge n.350/2003. Tale riserva è in sospensione d'imposta (in caso di distribuzione l'ammontare lordo della riserva è assoggettata all'imposta ordinaria con riconoscimento di un credito d'imposta del 19%). Non prevedendo nel breve periodo la distribuzione di tale riserva, non è stato rilevato il relativo effetto di fiscalità differita (stimato in euro 54.866 migliaia).

Il 1° gennaio 2008 euro 7.091 migliaia di Riserva di Rivalutazione è stata scissa a favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

Riserva da riduzione del capitale sociale – Euro 648.193 migliaia

La riserva da riduzione del capitale sociale, costituita nel 2006 per euro 3.519.200 migliaia, è stata attribuita per euro 613.000 migliaia alla beneficiaria Enel Energia S.p.A. nell'ambito dell'operazione di scissione della partecipazione in Enel Gas S.p.A. avvenuta nel 2006. Inoltre, in data 11 aprile 2012, l'Assemblea ordinaria della Società ha Deliberato la distribuzione di un dividendo straordinario in favore dell'Azionista unico Enel S.p.A., pari a euro 3.400.000 migliaia, mediante l'utilizzo della riserva da riduzione del capitale sociale, per euro 2.258.007 migliaia (e delle altre riserve per euro 1.141.993 migliaia).

Riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (80.088) migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge comprende le perdite rilevate direttamente a patrimonio netto derivanti dalla valutazione (quota efficace) dei derivati di cash flow hedge, al netto dell'effetto fiscale pari a 25.291 migliaia.

I rilasci a Conto economico di utili (perdite) relativi a derivati su tassi di interesse sono rilevati nella voce dei “Proventi finanziari da contratti derivati” o degli “Oneri finanziari da contratti derivati”.

Altre riserve – Euro 455 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 455 migliaia (euro 455 migliaia al 31 dicembre 2016) si riferiscono all'iscrizione del costo di competenza di e-distribuzione S.p.A. derivante dalla partecipazione dei propri dipendenti ai piani di incentivazione e di *stock option* emessi dalla Capogruppo.

Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti – Euro (201.317) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (201.317) migliaia (euro (197.916) migliaia al 31 dicembre 2016) accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali delle passività per benefici definiti, al netto dell'effetto fiscale, pari a euro (4.298) migliaia.

Di seguito è evidenziata la movimentazione della Riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* e della Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti.

| Migliaia di euro | | | | | | |
|--|------------------|---|--------------|------------------------------------|----------------|------------------|
| | | Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio | Imposte | Rilasci a conto economico lordi | Imposte | |
| | al 31.12.2015 | | | | | al 31.12.2016 |
| Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH | (96.242) | (19.607) | 6.766 | 32.730 | (9.001) | (85.354) |
| Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti | (184.178) | (15.059) | 1.321 | - | - | (197.916) |
| Totale | (280.420) | (34.666) | 8.087 | 32.730 | (9.001) | (283.270) |

| Migliaia di euro | | | | | | |
|--|------------------|---|-----------------|------------------------------------|----------------|------------------|
| | | Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio | Imposte | Rilasci a conto economico lordi | Imposte | |
| | al 31.12.2016 | | | | | al 31.12.2017 |
| Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH | (85.354) | 10.581 | (28.374) | 30.341 | (7.282) | (80.088) |
| Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti | (197.916) | (4.893) | 1.492 | - | - | (201.317) |
| Totale | (283.270) | 5.688 | (26.882) | 30.341 | (7.282) | (281.405) |

Utili/(perdite) accumulate – Euro 367.803 migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro 483.530 migliaia al 31 dicembre 2016) si riferiscono:

- per euro (342.615) migliaia, in applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19 – Benefici per i dipendenti, alla quota del past service cost non rilevata nei periodi precedenti, al netto dell'effetto fiscale;
- per euro (584.240) migliaia, all'iscrizione degli effetti dell'FTA, a seguito del passaggio della società nel 2006 ai principi contabili internazionali;
- per euro (140.320) migliaia, all'iscrizione degli effetti del cambiamento nel 2012 del trattamento contabile dei Titoli di Efficienza Energetica;
- per euro 89.732 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2016 e esercizi precedenti;
- per euro 13.033 migliaia dall'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia;

- per euro 1.332.213 migliaia all'utile dell'esercizio 2017.

Di seguito viene riportata l'analisi della disponibilità e distribuibilità delle riserve del Patrimonio Netto.

| Migliaia di euro | Importo | Possibilità di utilizzare | Quota disponibile | Quote indisponibili |
|--|------------------|---------------------------|-------------------|---------------------|
| Capitale sociale | 2.600.000 | | - | 2.600.000 |
| Riserve di capitale | 1.247.290 | A,B,C | - | 1.247.290 |
| Riserve di utili | | | | |
| <i>Riserva legale</i> | 520.000 | B | - | 520.000 |
| <i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i> | (80.088) | | - | (80.088) |
| <i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i> | (201.317) | | - | (201.317) |
| <i>Riserva Stock option RSU</i> | 455 | | - | 455 |
| Utile e perdite accumulate (al lordo del risultato esercizio 2017) | (964.410) | | - | (964.410) |
| Totale | 3.121.930 | | - | 3.121.930 |

A: aumenti di capitale

B: per copertura di perdite

C: per distribuzione ai soci

35.1 Gestione del capitale

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

In tal contesto, la Società gestisce la propria struttura di capitale ed effettua degli 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 dell'esercizio 2017.

A tal fine, la Società 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 | 7.731.668 | 7.854.379 | (122.711) |
| Posizione finanziaria corrente netta | 2.556.824 | 1.473.134 | 1.083.690 |
| Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine | (541.894) | (641.040) | 99.146 |
| Indebitamento finanziario netto | 9.746.598 | 8.686.473 | 1.060.125 |
| Patrimonio netto | 4.454.143 | 4.568.005 | (113.862) |
| Indice debt/equity | 2,19 | 1,90 | (0,07) |

36. Finanziamenti – Euro 7.731.668 migliaia, euro 222.834 migliaia ed euro 2.621.526 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti distinto tra la quota corrente e non:

| Migliaia 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 | 7.731.668 | 7.854.379 | 222.834 | 197.617 |
| Finanziamenti a breve termine | - | - | 2.621.526 | 1.497.534 |

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 47 “Strumenti finanziari”.

37. TFR e altri benefici relativi al personale – Euro 397.059 migliaia

La Società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro che altri benefici.

Questi benefici includono le prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto”, 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 e altre prestazioni simili.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

- il TFR: a seguito dell'approvazione della legge 27 dicembre 2006 n.296 (legge finanziaria 2007) e dei successivi decreti e regolamenti attuativi, solo le quote di TFR che rimangono nella disponibilità dell'azienda si configurano come un piano a benefici definiti, mentre le quote maturate destinate alla previdenza complementare e al Fondo di Tesoreria presso l'INPS si configurano come un piano a contribuzione definita;
- le Indennità per mensilità aggiuntive e altre simili: in base al CCNL elettrici, i dipendenti assunti fino a luglio 2001 e i dirigenti assunti o nominati fino al 1999, in caso di cessazione del rapporto di lavoro per aver raggiunto i limiti di età o per aver maturato il diritto alla pensione di anzianità, hanno diritto a ricevere alcune mensilità aggiuntive da erogare cumulativamente al trattamento di fine rapporto. Tale beneficio è determinato in misura fissa e non rivalutabile;
- l'“Assistenza sanitaria ASEM”, che accoglie le prestazioni garantite ai dirigenti, in base al CCNL dei dirigenti industriali, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti del Gruppo Enel, è erogato dall'ASEM, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia;
- la “Previdenza Integrativa Aziendale” (PIA), che accoglie un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimenta esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento. Tale voce rappresenta un debito verso la società controllante.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

- il “Premio di fedeltà”: è un beneficio che spetta ai dipendenti, cui viene applicato il CCNL elettrici, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio). L'ammontare del premio è commisurato alla retribuzione lorda mensile percepita al momento della maturazione ed è pari a 1/3 della mensilità al raggiungimento del 25° anno e ad una mensilità intera al raggiungimento del 35° anno;

- i “Piani di incentivazione al personale”, che prevedono l’assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della società, del diritto ad un controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Il saldo dei benefici in esame al 31 dicembre 2017 è riportato nella seguente tabella:

| Migliaia di euro | | | |
|---|----------------|----------------|-----------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| Trattamento di fine rapporto | 207.509 | 224.215 | (16.706) |
| Indennità mensilità aggiuntive (IMA) | 28.943 | 28.488 | 455 |
| Indennità sostitutive del preavviso (ISP) | 952 | 884 | 68 |
| Premio fedeltà | 24.086 | 23.934 | 152 |
| Indennità sostitutive sconto energia | 10 | 9 | 1 |
| Assistenza sanitaria ASEM | 45.652 | 40.892 | 4.760 |
| Previdenza Integrativa Aziendale (PIA) | 87.970 | 97.539 | (9.569) |
| Piano accompagnamento graduale alla pensione | - | - | - |
| Accordo sconto attivi | 539 | 542 | (3) |
| Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile | 3 | 3 | - |
| Piani di incentivazione al personale | 1.395 | 3.627 | (2.232) |
| Totale | 397.059 | 420.133 | (23.074) |

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 nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura

Migliaia di euro

2017

| | Trattamento di fine rapporto | Indennità mensilità aggiuntive (IMA) | Indennità sostitutive del preavviso ISP | Premio di fedeltà | Sconto Energia | Indennità sostitutive sconto energia | Assistenza sanitaria ASEM | Previdenza integrativa aziendale | Piano accompagnamento graduale alla pensione | Accordo sconto attivi | Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile | Piani di incentivazione al personale | Totale |
|--|------------------------------|--------------------------------------|---|-------------------|----------------|--------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|-----------------------|---|--------------------------------------|-----------------|
| Passività attuariale al 1 gennaio | 224.215 | 28.488 | 884 | 23.934 | - | 9 | 40.892 | 97.539 | - | 542 | 3 | 3.627 | 420.133 |
| Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente | - | 895 | 37 | 1.216 | - | 1 | 721 | - | - | 17 | - | 1.314 | 4.201 |
| Interessi passivi | 3.072 | 395 | 12 | 327 | - | - | 553 | 1.286 | - | 8 | - | - | 5.653 |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche | 0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | (472) | (331) | - | - | - | - | 26 | - | - | (4) | - | - | (781) |
| Rettifiche basate sull'esperienza passata | 200 | (383) | 43 | - | - | - | 5.838 | - | - | (24) | - | - | 5.674 |
| Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Perdite (utili) al momento dell'estinzione | - | - | - | (272) | - | - | - | 322 | - | - | - | - | 50 |
| Contributi del datore di lavoro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Contributi dei partecipanti al piano | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Pagamenti per estinzioni | (19.128) | (76) | - | (1.022) | - | - | (2.134) | (11.177) | - | - | - | (3.529) | (37.066) |
| Altre Variazioni | (378) | (45) | (25) | (97) | - | - | (243) | - | - | - | - | (17) | (805) |
| Passività attuariale al 31 dicembre | 207.509 | 28.943 | 952 | 24.086 | - | 10 | 45.652 | 87.970 | - | 539 | 3 | 1.395 | 397.059 |

Migliaia di euro

2016

| | Trattamento di fine rapporto | Indennità mensilità aggiuntive (IMA) | Indennità sostitutive del preavviso ISP | Premio di fedeltà | Sconto Energia | Indennità sostitutive sconto energia | Assistenza sanitaria ASEM | Previdenza integrativa aziendale | Piano accompagnamento graduale alla pensione | Accordo sconto attivi | Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile | Piani di incentivazione al personale | Totale |
|--|------------------------------|--------------------------------------|---|-------------------|----------------|--------------------------------------|---------------------------|----------------------------------|--|-----------------------|---|--------------------------------------|-----------------|
| Passività attuariale al 1° gennaio | 243.362 | 24.968 | 675 | 24.261 | - | 8 | 39.795 | 101.517 | - | 513 | 3 | 6.245 | 441.347 |
| Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente | - | 931 | 30 | 1.175 | - | 1 | 662 | - | - | 18 | 1 | 1.426 | 4.244 |
| Interessi passivi | 5.018 | 535 | 14 | 490 | - | - | 827 | 2.054 | - | 11 | - | - | 8.949 |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche | (94) | 215 | 167 | - | - | - | (557) | - | - | (8) | - | - | (277) |
| Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | 12.375 | 2.440 | 32 | - | - | - | 2.241 | - | - | 34 | - | - | 17.122 |
| Rettifiche basate sull'esperienza passata | (1.946) | (704) | 15 | - | - | 1 | 875 | - | - | (28) | - | - | (1.787) |
| Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Perdite (utili) al momento dell'estinzione | - | - | - | 303 | - | - | - | 5.794 | - | - | - | - | 6.097 |
| Contributi del datore di lavoro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Contributi dei partecipanti al piano | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Pagamenti per estinzioni | (35.024) | (44) | - | (2.337) | - | - | (3.016) | (11.826) | - | - | (1) | (4.043) | (56.291) |
| Altre Variazioni | 524 | 147 | (49) | 42 | - | (1) | 65 | - | - | 2 | - | (1) | 729 |
| Altre Variazioni a CE | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Passività attuariale al 31 dicembre | 224.215 | 28.488 | 884 | 23.934 | - | 9 | 40.892 | 97.539 | - | 542 | 3 | 3.627 | 420.133 |

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 |
|--|--------------|---------------|
| Perdite (utili) rilevate a Conto Economico | | |
| Costo previdenziale | 4.201 | 4.244 |
| Interessi passivi netti | 5.653 | 8.949 |
| Perdite (utili) al momento dell'estinzione | 50 | 6.097 |
| Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine | - | - |
| Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate) | - | - |
| Altre variazioni | - | - |
| Totale | 9.903 | 19.290 |

| Migliaia di euro | 2017 | 2016 |
|---|--------------|---------------|
| Perdite (utili) rilevate nelle OCI | | |
| Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti | 4.893 | 15.057 |
| Altre variazioni | - | - |
| Totale | 4.893 | 15.057 |

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2017 è pari a euro 4.201 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 4.244 migliaia al 31 dicembre 2016), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a euro 5.653 migliaia (euro migliaia 8.949 al 31 dicembre 2016).

Si ricorda che nel corso dell'esercizio 2015 la società ha rilevato l'estinzione del piano "Sconto Energia" a seguito alla sostituzione, per i beneficiari, di una somma "una tantum" a partire dal 1° gennaio 2016 secondo quanto previsto dagli accordi con le Organizzazioni Sindacali.

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono le seguenti:

| | 2017 | | | | | 2016 | | | | |
|--|------------------------|-----------------------------|-----------------------|-------------------|----------------|------------------------|-----------------------------|-----------------------|-------------------|----------------|
| | Benefici pensionistici | Assistenza sanitaria (ASEM) | Accordo Sconto Attivi | Premio di Fedeltà | Altri benefici | Benefici pensionistici | Assistenza sanitaria (ASEM) | Accordo Sconto Attivi | Premio di Fedeltà | Altri benefici |
| Tasso di attualizzazione | 1,40% | 1,40% | 1,40% | 1,40% | 1,40% | 2,15% | 2,15% | 2,15% | 2,15% | 2,15% |
| Tasso di inflazione | 1,40% | 1,40% | 1,40% | 1,40% | 1,40% | 1,60% | 1,60% | 1,60% | 1,60% | 1,60% |
| Tasso di incremento delle retribuzioni | 2,50% | - | - | 2,40% | 2,40% | 2,60% | - | - | 2,60% | 2,60% |

Di seguito si riporta un'analisi di sensitività che illustra gli effetti sulla passività per benefici definiti a seguito di variazioni, ragionevolmente possibili alla fine dell'esercizio, delle singole ipotesi attuariali rilevanti adottate nella stima della predetta passività.

| Migliaia di euro | Benefici pensionistici | Assistenza sanitaria (ASEM) | Premio di Fedeltà | Altri benefici | Benefici pensionistici | Assistenza sanitaria (ASEM) | Sconto energia | Premio di Fedeltà | Altri benefici |
|--|------------------------|-----------------------------|-------------------|----------------|------------------------|-----------------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | al 31 dicembre 2017 | | | | al 31 dicembre 2016 | | | | |
| Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione | (14.208) | (2.671) | (1.100) | (2.667) | 12.136 | 2.098 | - | 1.030 | 2.912 |
| Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione | 8.624 | 2.428 | 1.021 | 2.525 | (13.041) | (2.301) | - | (1.109) | (3.081) |
| Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione | 9.898 | 2.785 | 1.209 | 574 | 6.814 | 2.443 | - | - | 562 |
| Un incremento del 0,5% delle retribuzioni | 2.421 | - | 1.209 | - | 39 | - | - | 1.217 | - |
| Un incremento del 0,5% delle pensioni | - | - | - | 2.923 | - | - | - | - | - |
| Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie | - | (39.837) | - | - | - | 5.093 | - | - | - |
| Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati | - | - | - | - | - | 2.249 | - | - | 11.558 |

L'analisi di sensitività sopra indicata è stata determinata applicando una metodologia che estrapola l'effetto sulla passività netta per benefici definiti, a seguito della variazione ragionevole di una singola assunzione, lasciando invariate le altre. In pratica, è improbabile che questo scenario potrebbe verificarsi, anche considerando che le variazioni in alcune assunzioni potrebbero essere correlate.

Le metodologie e le assunzioni utilizzate per l'analisi di sensitività non sono state modificate rispetto al precedente esercizio.

Di seguito, si illustrano i pagamenti attesi nei prossimi esercizi a fronte dei benefici concessi ai dipendenti:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
|------------------|---------------|---------------|
| Entro 1 anno | 145.108 | 167.816 |
| tra 1 – 2 anni | 137.473 | 260.484 |
| tra 2 – 5 anni | 349.054 | 263.315 |
| Oltre 5 anni | 192.732 | 294.533 |

38. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 720.533 migliaia

I fondi rischi e oneri sono destinati a coprire le probabili passività che potrebbero derivare alla Società da vertenze giudiziali e da altro contenzioso, senza considerare gli effetti di quelle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e di quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

| Migliaia di euro | al 31 dicembre 2017 | | al 31 dicembre 2016 | |
|---|---------------------|----------------|---------------------|----------------|
| | Non corrente | Corrente | Non corrente | Corrente |
| Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi: | | | | |
| - Vertenze e contenzioso | 60.397 | 2.414 | 72.941 | 1.044 |
| - Altri | 140.655 | 28.734 | 143.611 | 12.330 |
| Totale | 201.052 | 31.148 | 216.552 | 13.374 |
| Fondo oneri per incentivi all'esodo | 383.155 | 105.178 | 488.157 | 120.631 |
| Totale | 584.207 | 136.326 | 704.709 | 134.005 |

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata:

| Migliaia di euro | al 31.12.2016 | | al 31.12.2017 | |
|---|----------------|---------------|---------------------------|-----------------|
| | Accantonamenti | Utilizzi | Rilasci a Conto economico | |
| Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi: | | | | |
| - Vertenze e contenzioso | 73.985 | 4.090 | (7.075) | (8.189) |
| - Altri | 155.941 | 51.347 | (14.099) | (23.800) |
| Totale | 229.926 | 55.437 | (21.174) | (31.989) |
| Fondo oneri per incentivi all'esodo | 608.788 | 8.589 | (129.044) | - |
| Totale fondi rischi e oneri | 838.714 | 64.026 | (150.218) | (31.989) |

Allo stato attuale, considerata la numerosità e la complessità delle fattispecie del contenzioso, stante l'incertezza relativa alla tempistica degli esborsi, si precisa che l'effetto del valore attuale del denaro non risulta significativo per quanto concerne tutti i fondi rischi e oneri e i relativi accantonamenti e, pertanto, non si è proceduto all'attualizzazione dei fondi rischi e oneri a lungo termine.

Fondo contenzioso, rischi ed oneri diversi – Euro 232.200 migliaia

Il Fondo contenzioso e rischi diversi è destinato a coprire le probabili passività che potrebbero derivare da vertenze giudiziarie in corso (principalmente connesse ad appalti, personale e all'esercizio degli impianti) o da contenziosi, sorti in capo alla Società o in cui la stessa è intervenuta a seguito del conferimento del ramo d'azienda da Enel S.p.A. (complessivamente pari a euro 62.811 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 169.389 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento relativo al Fondo vertenze e contenzioso (euro 4.090 migliaia), sono considerati sia gli oneri presunti che potrebbero derivare da vertenze giudiziali e da altro contenzioso intervenuto nell'esercizio, sia l'aggiornamento delle stime sulle posizioni sorte in esercizi precedenti, alcune delle quali risolte nell'esercizio. Gli accantonamenti sono stati contabilizzati, per euro 364 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 61 migliaia nella voce "Costi per servizi –

Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, per euro 24 migliaia nella voce “Altri oneri finanziari – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” e per euro 3.641 migliaia nella voce “Altri costi operativi - Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” per la parte non direttamente attribuibile per natura.

Gli utilizzi dell’esercizio, pari a euro 7.075 migliaia, e i rilasci a conto economico, pari a euro 8.189 migliaia, si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2017, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali. I rilasci sono contabilizzati, per euro 5.478 migliaia, nella voce “Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, per euro 2.346 migliaia nella voce “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” e per euro 365 nella voce “Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2017 si riferisce inoltre a rischi di varia natura (euro 169.389 migliaia) quali essenzialmente la stima delle franchigie da corrispondere alle società assicurative a fronte di eventuali danni a terzi, la stima oneri associati ai reclami presentati ai sensi della Delibera ARERA n. 188/2012, la stima degli oneri associati agli eventi atmosferici straordinari, la stima degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale e la stima degli oneri da sostenere nell’ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT.

L’accantonamento dell’esercizio (euro 51.347 migliaia) riguarda esclusivamente le franchigie assicurative ed è stato effettuato nella voce di Conto economico “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri”.

Gli utilizzi (euro 14.099 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo franchigie assicurative (euro 13.905 migliaia), mentre gli accantonamenti (euro 51.347 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo franchigie assicurative (euro 15.205 migliaia) e al Fondo per gli oneri derivanti da eventi atmosferici eccezionali (euro 19.085 migliaia).

Fondo oneri per incentivo all’esodo – Euro 488.333 migliaia

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.

In particolare nel mese di dicembre 2015, la Società, insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, ha siglato con le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali un ulteriore accordo per l’attivazione delle misure previste dall’art. 4, commi 1-7 ter della Legge 92/2012 al fine di conseguire il corretto dimensionamento degli organici e consentire un’operazione di ricambio generazionale e di riequilibrio occupazionale tra giovani e anziani. Tale accordo ricalca esattamente quanto sottoscritto già nel mese di settembre 2013 relativamente al personale dipendente mentre, in questa occasione, è stato siglato anche un accordo relativamente ai dirigenti che presenta caratteristiche del tutto analoghe a quelle riservate ai dipendenti.

La Società nel 2017 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 8.589 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 129.044 migliaia.

Si evidenzia, che gli accantonamenti e i rilasci al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico “Altri oneri finanziari – Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale” per euro 7.225 migliaia.

39. Altre passività non correnti – Euro 718.402 migliaia

Il dettaglio delle Altre Passività non correnti è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|----------------|----------------|---------------|
| Risconti passivi su contributi (gruppo) | 27.031 | 28.931 | (1.900) |
| Risconti passivi su contributi (terzi) | 536.753 | 515.387 | 21.366 |
| Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica | 72.429 | 57.357 | 15.072 |
| Risconti passivi su diritti di appoggio fibra ottica | 36.127 | 23.853 | 12.274 |
| Altre passività non correnti | 46.062 | 65.877 | (19.815) |
| Totale | 718.402 | 691.405 | 26.997 |

I risconti passivi per contributi ricevuti al 31 dicembre 2017 si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale.

In particolare, i risconti passivi su contributi da società del gruppo si riferiscono ai contributi di connessione ricevuti da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (euro 19.220 migliaia), da Enel Energia S.p.A. (euro 4.418 migliaia), da Enel Produzione S.p.A. (euro 3.121 migliaia) e da altre società del gruppo (complessivamente pari a euro 272 migliaia).

L'incremento dei risconti passivi da terzi, pari a euro 21.366 migliaia, deriva dai risconti passivi relativi ai contributi ricevuti dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e altri organismi comunitari, pari a euro 47.835 migliaia, effetto in parte compensato dalla diminuzione dei contributi ricevuti da clienti (euro 26.469 migliaia).

I risconti passivi relativi ai Titoli di Efficienza Energetica si riferiscono al valore complessivo dei contributi che la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali riconoscerà alla Società a fronte dell'annullamento dei Titoli relativi ai progetti di efficienza energetica realizzati o acquistati.

I risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica si riferiscono al valore del diritto d'uso (IRU) riconosciuto alla società da Open Fiber S.p.A. (euro 29.656 migliaia al 31 dicembre 2017 ed euro 17.390 migliaia al 31 dicembre 2016) e da altri operatori (euro 6.470 migliaia al 31 dicembre 2017 ed euro 6.463 al 31 dicembre 2016) per l'appoggio di cavi ottici sull'infrastruttura fisica di e-distribuzione.

Le altre passività non correnti si riferiscono al valore dei pagamenti da effettuare nei confronti dell'INPS per isopensione e contribuzione figurativa per i dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012.

40. Debiti commerciali – Euro 2.725.527 migliaia

La voce accoglie i debiti relativi al trasporto di energia, appalti, materiali, apparecchi e prestazioni diverse a fronte di attività svolte e consegne effettuate entro il 31 dicembre 2017.

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---|------------------|------------------|------------------|
| Debiti commerciali verso terzi | 2.579.874 | 3.176.409 | (596.535) |
| Debiti commerciali verso società controllante | 32.791 | 34.142 | (1.351) |
| Debiti commerciali verso società controllate | - | 16 | (16) |
| Debiti commerciali verso altre società del gruppo | 112.862 | 219.617 | (106.755) |
| Totale | 2.725.527 | 3.430.184 | (704.657) |

Il decremento dei debiti commerciali, pari a euro 704.657 migliaia, deriva dal decremento dei debiti verso terzi, pari a euro 596.535 migliaia, e dal decremento dei debiti verso le società del Gruppo, pari a euro 108.122 migliaia.

In particolare il decremento dei debiti commerciali verso terzi è riconducibile, per euro 300 milioni, alle minori dilazioni di pagamento verso Terna S.p.A. e GSE S.p.A. richieste al 31 dicembre 2017 rispetto all'esercizio precedente. La forte riduzione dei debiti commerciali verso terzi è conseguenza anche dell'ampliamento dell'ambito di applicazione del meccanismo della scissione dei pagamenti previsto, con decorrenza 1° luglio 2017, dall'art.17- ter del DPR 633/1972 dal D.L. n.50/2017.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Italia | 2.717.169 | 3.411.610 | (694.441) |
| Spagna | 1.003 | 305 | 698 |
| Cina | 261 | 2.862 | (2.601) |
| Francia | 1.441 | 6.640 | (5.199) |
| Romania | 3.341 | 1.543 | 1.798 |
| Germania | 1.274 | - | 1.274 |
| Altri | 1.038 | 7.224 | (6.186) |
| Totale | 2.725.527 | 3.430.184 | (704.657) |

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 sono di seguito esposti:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
|--------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| Debiti commerciali | 2.725.527 | 2.725.471 | 38 | 18 |

Migliaia di euro

| | al 31.12.2016 | Entro l'anno successivo | Dal 2° al 5° anno | Oltre il 5° anno |
|--------------------|---------------|-------------------------|-------------------|------------------|
| Debiti commerciali | 3.430.184 | 3.430.129 | 38 | 18 |

I debiti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|----------------|----------------|------------------|
| Debiti verso società controllante | 32.791 | 34.142 | (1.351) |
| Enel Spa | 32.791 | 34.142 | (1.351) |
| Debiti verso società controllate | - | 16 | (16) |
| Enel M@p Srl | - | 16 | (16) |
| Debiti verso altre società del gruppo | 112.862 | 219.617 | (106.755) |
| Enel Italia Srl | 71.614 | 120.883 | (49.269) |
| Enel Factor Spa | 16.062 | 75.055 | (58.993) |
| Servizio Elettrico Nazionale Spa (già Enel Servizio Elettrico SpA) | 20.132 | 20.353 | (221) |
| Enel Produzione Spa | 1.240 | 1.168 | 72 |
| Enel Energia Spa | 872 | 553 | 319 |
| Enel Sole Srl | 174 | 97 | 77 |
| Enel Green Power Spa | 439 | 453 | (14) |
| Altre società del gruppo | 736 | 1.055 | (319) |
| Totale | 145.653 | 253.775 | (108.122) |

Per la natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 51 relativa all' "Informativa sulle parti correlate".

41. Debiti per lavori in corso su ordinazione – Euro 490 migliaia

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 490 migliaia, accolgono i lavori di adeguamento POP e cabine richiesti da Open Fiber S.p.A.

42. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 2.614.657 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro

| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---|------------------|------------------|-----------------|
| Perequazioni | 244.246 | 152.698 | 91.548 |
| Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio | 97.700 | 100.801 | (3.101) |
| Altre componenti A e UC | 2.254.960 | 2.439.922 | (184.962) |
| Altri debiti verso CSEA | 17.751 | 8.368 | 9.383 |
| Totale | 2.614.657 | 2.701.789 | (87.132) |

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2017 accoglie il valore risultante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione misura (euro 137.993 migliaia), ricavi di distribuzione (euro 73.755 migliaia), perdite di rete (euro 28.248 migliaia) e costi di trasmissione (euro 4.250 migliaia).

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2016 accoglie esclusivamente il valore risultante dall'applicazione del meccanismo di perequazione misura (euro 152.698 migliaia).

L'incremento del debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazione deriva sostanzialmente:

- dall'iscrizione del debito relativo al meccanismo di perequazione ricavi distribuzione dell'anno 2017 relativi ai ricavi di distribuzione (euro 73.755 migliaia), perdite di rete (euro 28.248 migliaia) e costi di trasmissione (euro 4.250 migliaia);
- dall'iscrizione di una sopravvenienza attiva a rettifica del debito per perequazione misura iscritto nel 2016, pari ad euro 16.404 migliaia.

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per penali e indennizzi sulla continuità del servizio accoglie la stima delle penali relative alla continuità del servizio dell'esercizio in chiusura (ai sensi del Titolo IV della Deliberazione n.646/15 dell'ARERA), pari a euro 37.400 migliaia (euro 34.500 migliaia al 31 dicembre 2016).

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per penali e indennizzi sulla continuità del servizio accoglie, inoltre, la stima degli indennizzi da corrispondere in merito alla regolazione individuale legata al numero di interruzioni lunghe dei clienti MT (Titolo V della Deliberazione n.646/15 dell'ARERA) e quella legata alle interruzioni prolungate ed estese dei clienti MT e BT (Titolo VII della Deliberazione n.646/15 dell'ARERA), complessivamente pari ad euro 60.300 migliaia (euro 66.301 migliaia al 31 dicembre 2016).

La riduzione dei debiti per componenti A e UC, pari ad euro 184.962 migliaia, deriva da una minore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema.

L'incremento degli "Altri debiti", pari a euro 9.383 migliaia, è riconducibile essenzialmente al debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per l'Energia Reattiva.

43. Debiti per imposte sul reddito – Euro 15.080 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Debiti IRAP | 11.951 | - | 11.951 |
| Debiti IRES | 2.882 | - | 2.882 |
| Imposte estere | 247 | 141 | 106 |
| Totale | 15.080 | 141 | 14.939 |

Il debito per IRES e IRAP presente al 31 dicembre 2017 si riferisce al saldo netto tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio in corso e gli acconti versati nel corso dell'anno. Come precedentemente esposto, nel 2016 il saldo netto tra la stima dell'IRES e dell'IRAP per l'esercizio e gli acconti versati risultava a credito rispettivamente per euro 230.226 migliaia ed euro 23.608 migliaia ed esposto nella voce "Crediti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 28.

Il debito per imposte estere si riferisce alla stima delle imposte di competenza della branch denominata “Enel Distribuzione S.p.A. Roma – Sucursala București” costituita per la realizzazione di un sistema chiavi in mano di Smart Metering per la società E.ON Moldova Distributie S.A.

44. Altri debiti tributari – Euro 30.029 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | | | |
|--|---------------|---------------|----------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| Debiti verso l'Erario per IVA | 2.326 | 2.266 | 60 |
| Debiti per ritenuta di imposta | 26.766 | 28.080 | (1.314) |
| Debiti per imposte erariali ed addizionali su E.E. | 542 | 542 | - |
| Debiti tributari diversi | 395 | 574 | (179) |
| Totale | 30.029 | 31.462 | (1.433) |

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Il debito per ritenuta d'imposta si riferisce all'IRPEF da versare da parte di e-distribuzione S.p.A. in qualità di sostituto d'imposta.

45. Altre passività finanziarie correnti – Euro 95.826 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle passività finanziarie correnti:

| Migliaia di euro | | | |
|---|---------------|----------------|-----------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
| Interessi passivi su mutuo BEI | 2.091 | 2.272 | (181) |
| Interessi passivi su mutui altre società del gruppo | 65.947 | 65.929 | 18 |
| Interessi passivi su mutui agevolati | 1 | 4 | (3) |
| Interessi passivi su mutuo CDP | 131 | 98 | 33 |
| Interessi su c/c intersocietario | 27.656 | 39.286 | (11.630) |
| Totale | 95.826 | 107.589 | (11.763) |

Gli interessi passivi su mutui BEI accolgono gli interessi relativi ai finanziamenti già in essere e al nuovo finanziamento ricevuto a settembre 2017 relativo al progetto “Open Meter”.

Gli interessi passivi verso altre società del Gruppo si riferiscono all'iscrizione degli interessi passivi su finanziamenti a medio lungo termine su finanziamenti a breve termine ricevuti da Enel Finance International N.V.

La riduzione del debito per interessi sul conto corrente intersocietario deriva essenzialmente dall'andamento del saldo del conto corrente intersocietario.

46. Altre passività correnti – 571.999 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|----------------|----------------|---------------|
| Debiti diversi verso il personale | 81.522 | 118.030 | (36.508) |
| Depositi cauzionali da clienti | 35.948 | 37.299 | (1.351) |
| Debiti diversi verso clienti | 68.068 | 84.498 | (16.430) |
| Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi | 74.744 | 77.781 | (3.037) |
| Acconti Diversi: | 214.370 | 188.840 | 25.530 |
| Acconti diversi (gruppo) | 30.907 | 24.558 | 6.349 |
| Acconti diversi (terzi) | 183.463 | 164.282 | 19.181 |
| Ratei passivi | 5.738 | 3.538 | 2.200 |
| Risconti passivi | 44.401 | 27.209 | 17.192 |
| Risconti passivi (gruppo) | 1.637 | 656 | 981 |
| Risconti passivi (terzi) | 42.764 | 26.553 | 16.211 |
| Debiti diversi: | 47.208 | 33.962 | 13.246 |
| Debiti diversi (terzi) | 36.519 | 33.039 | 3.480 |
| Debiti diversi (gruppo) | 10.689 | 923 | 9.766 |
| Totale | 571.999 | 571.157 | 842 |

Il decremento dei debiti verso il personale, pari a euro 36.508 migliaia, si riferisce essenzialmente alla riduzione del debito, pari a euro 28.861 migliaia, relativo all'onere una tantum sostitutivo del beneficio "Sconto Energia" da erogare agli aventi diritto, e dalla riduzione, pari a euro 7.059 migliaia, delle competenze da erogare al personale in uscita e dei pagamenti da effettuare nei confronti dell'INPS per isopensione e contribuzione figurativa per i dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012.

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto e di connessione.

I debiti verso istituti previdenziali e assicurativi accolgono i contributi (obbligatori o relativi alla previdenza complementare) a carico della Società o del personale, aventi scadenza entro dodici mesi. Si riferiscono in particolare a debiti verso i Fondi pensione del personale di e-distribuzione S.p.A. (FONDENEL e FOPEN) e agli oneri relativi ad altre competenze maturate dal personale, quali principalmente ferie maturate, e non godute, e straordinari.

L'incremento degli Acconti diversi da terzi, pari a euro 19.182 migliaia, si riferisce essenzialmente all'incremento degli Acconti su contributi ricevuti da enti e organismi comunitari (euro 8.523 migliaia) e dall'aumento degli acconti su contributi per allacciamenti e aumenti di potenza da terzi (euro 9.922 migliaia).

I risconti passivi, pari a euro 44.401 migliaia, si riferiscono essenzialmente dall'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (euro 41.408 migliaia), e del valore del diritto d'uso (IRU) riconosciuto alla società Open Fiber S.p.A. per l'appoggio di cavi ottici sull'infrastruttura fisica di e-distribuzione (euro 1.637 migliaia).

La riduzione dei debiti diversi verso società del gruppo deriva dalla diminuzione di debiti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per rimborsi da effettuare a clienti finali ai sensi del Titolo V della deliberazione 646/15 (euro 3.592 migliaia).

47. Strumenti finanziari

L'obiettivo della presente Nota di commento è quello di fornire le *disclosure* che consentano di valutare la significatività degli strumenti finanziari per la posizione finanziaria e la *performance* della società.

47.1 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.

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Correnti | |
|---|--------|----------------|----------------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Finanziamenti e crediti | 47.1.1 | 544.170 | 641.027 | 5.235.062 | 5.128.312 |
| Attività finanziarie disponibili per la vendita | 47.1.2 | 70 | 70 | - | - |
| Attività finanziarie possedute sino alla scadenza | 47.1.3 | 13 | 13 | - | - |
| Derivati attivi designati come strumenti di copertura | | | | | |
| Derivati di cash flow hedge | 48 | - | 6.801 | - | 5.838 |
| Totale derivati attivi designati come strumenti di copertura | | - | 6.801 | - | 5.838 |
| Totale | | 544.253 | 647.911 | 5.235.062 | 5.134.150 |

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al *fair value*, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 50 "Fair value measurement".

47.1.1 Finanziamenti e crediti

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti (L&R) per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti:

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Note | Correnti | |
|--|------|----------------|----------------|------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | | - | - | 33 | 197.044 | 140.792 |
| Crediti commerciali | | - | - | 25 | 4.889.766 | 4.824.006 |
| Crediti per lavori in corso su ordinazione | | - | - | 26 | 561 | 168 |
| Crediti finanziari e titoli a breve termine | | - | - | 30 | 118.147 | 120.453 |
| Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali: | | - | - | 27 | 12.403 | 17.008 |
| - Crediti verso CSEA per componente AS (Bonus Sociale) | | - | - | | 2.879 | 8.346 |
| - Crediti verso CCSE per componente CMOR | | - | - | | 9.524 | 8.662 |
| Altre attività finanziarie correnti | | - | - | 31 | - | 57 |
| Altre attività: | | 2.289 | - | 32 | 17.141 | 25.828 |
| - Depositi cauzionali presso terzi | | 2.289 | - | | 605 | 645 |
| - Anticipi a fornitori e a terzi | | - | - | | 8.711 | 18.062 |
| - Note di credito da ricevere | | - | - | | 7.825 | 7.121 |
| Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine | 22 | 541.881 | 641.027 | | - | - |
| Totale | | 544.170 | 641.027 | | 5.235.062 | 5.128.312 |

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2017 ammontano a euro 4.889.766 migliaia (euro 4.824.006 migliaia al 31 dicembre 2016) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 230.185 migliaia alla fine dell'anno 2017 a fronte di un saldo di apertura di euro 161.136 migliaia.

La tabella seguente indica le movimentazioni dei fondi svalutazione crediti verificatesi durante l'anno.

| Migliaia di euro | | | | |
|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|----------------|
| | Svalutazione crediti non tassata | Svalutazione crediti tassata | Svalutazione per interessi di mora | Totale |
| Totale al 31.12.2015 | 71.565 | 77.290 | 5.293 | 154.148 |
| Accantonamenti | - | 9.932 | 439 | 10.371 |
| Utilizzi | - | - | (30) | (30) |
| Ammontare inutilizzato riversato | (3.353) | - | - | (3.353) |
| Altre variazioni | 3.330 | (3.330) | - | - |
| Totale al 31.12.2016 | 71.542 | 83.892 | 5.702 | 161.136 |
| Accantonamenti | - | 81.749 | - | 81.749 |
| Utilizzi | - | - | - | - |
| Ammontare inutilizzato riversato | (11.451) | - | (1.249) | (12.700) |
| Altre variazioni | 19.204 | (19.204) | - | - |
| Totale al 31.12.2017 | 79.295 | 146.437 | 4.453 | 230.185 |

Per il contenuto delle altre voci inserite nei Finanziamenti e crediti si rinvia alle specifiche Note di commento.

In particolare, si evidenzia che i Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali considerati nei Finanziamenti e crediti si riferiscono alle posizioni creditorie per componenti tariffarie riconosciute dalla CSEA a e-distribuzione per il servizio di trasporto effettuato, in contropartita alle poste patrimoniali di natura commerciale così generate.

Inoltre, si precisa che nella Nota di commento n. 48 "Risk Management" è fornita l'informativa su l'ageing crediti scaduti, ma non svalutati.

47.1.2 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.

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Correnti | |
|---------------------------------|------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Partecipazioni in altre imprese | 20 | 70 | 70 | - | - |
| Totale | | 70 | 70 | - | - |

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 14,9% nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente).

47.1.3 Attività finanziarie possedute sino alla scadenza

La tabella seguente espone le attività finanziarie detenute sino alla scadenza (HTM) per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Note | Correnti | |
|------------------|------|---------------|---------------|------|---------------|---------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Titoli | 22 | 13 | 13 | | - | - |
| Totale | | 13 | 13 | | - | - |

I titoli a medio – lungo termine sono costituiti essenzialmente da obbligazioni della Controllante Enel S.p.A. e Buoni del Tesoro Pluriennali depositati a cauzione presso terzi.

47.1.4 Strumenti finanziari dati in garanzia

La tabella seguente indica le attività finanziarie detenute a garanzia che sono esposte nella voce “Disponibilità liquide” e si riferiscono al valore dei conti correnti vincolati.

| Migliaia di euro | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--------------------------|--|---------------|---------------|------------|
| Depositi a breve termine | | 5.149 | 4.378 | 771 |
| Totale | | 5.149 | 4.378 | 771 |

47.2 Passività finanziarie per categorie

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.

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Correnti | |
|---|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato | | | | | |
| | 47.2.1 | 7.731.668 | 7.854.379 | 8.042.929 | 7.803.009 |
| Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico | | | | | |
| Derivati di cash flow hedge | 21 | 96.770 | 129.061 | 10.469 | - |
| Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura | | 96.770 | 129.061 | 10.469 | - |
| Totale | | 7.828.438 | 7.983.440 | 8.053.398 | 7.803.009 |

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 “*Derivati e Hedge Accounting*”.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 “*Fair value measurement*”.

47.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone i finanziamenti e i crediti (L&R) per natura, suddivisi in attività finanziarie correnti e non correnti.

| Migliaia di euro | Note | Non correnti | | Note | Correnti | |
|--|------|------------------|------------------|------|------------------|------------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Finanziamenti a lungo termine | 36 | 7.731.668 | 7.854.379 | 36 | 222.834 | 197.617 |
| Finanziamenti a breve termine | | - | - | 36 | 2.621.526 | 1.497.534 |
| Debiti commerciali | | - | - | 40 | 2.725.527 | 3.430.184 |
| Debiti verso Cassa Conguaglio del Settore Elettrico: | | - | - | 42 | 2.272.711 | 2.448.290 |
| - Altre componenti A e UC | | - | - | | 2.254.960 | 2.439.922 |
| - Altri debiti verso CSEA | | - | - | | 17.751 | 8.368 |
| Altre passività finanziarie correnti | | - | - | 45 | 95.826 | 107.588 |
| Altre passività correnti: | | - | - | 46 | 104.015 | 121.796 |
| - Depositi cauzionali da clienti | | - | - | | 35.948 | 37.299 |
| - Debiti diversi verso clienti | | - | - | | 68.067 | 84.497 |
| Totale | | 7.731.668 | 7.854.379 | | 8.042.929 | 7.803.009 |

Per il contenuto delle voci si rinvia alle specifiche Note di commento.

In particolare, si evidenzia che i Debiti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali si riferiscono ai debiti per componenti tariffarie da corrispondere alla CSEA, iscritti in contropartita di poste patrimoniali creditizie di natura commerciale, generate dallo svolgimento del servizio di trasporto.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 7.954.502 migliaia di euro

Tali voci riflettono il debito a lungo termine relativo a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

In particolare, tali voci accolgono per euro 5.500.000 migliaia, due prestiti concessi dalla società del gruppo Enel Finance International NV. Tali prestiti, entrambi di durata decennale, sono stati concessi in due tranches; la prima, per euro 3.500.000 migliaia, ad un tasso fisso del 6,30% e la seconda, per euro 2.000.000 migliaia ad un tasso del 5,70%.

Tali prestiti sono rimborsabili alla scadenza e non sono garantiti.

Inoltre, tali voci accolgono, per complessivi euro 1.471.584 migliaia, sei prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per finanziare alcuni investimenti realizzati dalla società.

Il primo, di importo originario pari a euro 500.000 migliaia, è stato concesso nel 2003 per finanziare gli investimenti programmati riferiti al “Progetto contatore elettronico” nel periodo 2003-2005; tale prestito, di durata quindicinale e contratto ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a tre mesi, è rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2008 ed è garantito da fidejussioni rilasciate da Istituti di credito (il valore residuo al 31 dicembre 2017 è pari a euro 45.455 migliaia).

Il secondo, di importo originario pari a euro 600.000 migliaia, è stato concesso nel 2006, per finanziare il programma di investimenti di e-distribuzione S.p.A. relativo al triennio 2006-2008, denominato “Efficienza Rete”; tale prestito, di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,26%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2012 ed è garantito da fidejussioni rilasciate da Istituti di credito (il valore residuo al 31 dicembre 2017 è pari a euro 360.000 migliaia).

Il terzo, di importo originario pari a euro 350.000 migliaia e denominato “Efficienza Rete III”, è stato concesso nel 2011, ed è finalizzato a coprire parte degli investimenti connessi agli interventi di efficientamento della rete elettrica nazionale, previsti nel piano industriale di e-distribuzione S.p.A. per il periodo 2012-2014; tale prestito di durata ventennale e stato contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,84%, è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2016 ed è garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A. (l'importo residuo al 31 dicembre 2016 è pari a 316.129 migliaia).

Nel corso del 2012 è stata concessa un'estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III B”, per complessivi euro 380.000 migliaia, sempre di durata ventennale e contratto ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 1,65%; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2018 ed è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A..

A novembre 2013 è stata concessa un'ulteriore estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III C”, per un importo di euro 270.000 migliaia, di durata ventennale remunerato al tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 1,00%, garantito da una *parent company* rilasciata da Enel S.p.A.. Il rimborso avverrà con rate semestrali a partire dal 2019.

A Luglio 2017 è stata concessa la prima quota di un prestito di importo pari a euro 500.000 migliaia per il progetto “OPEN METER”, che comprende l'installazione di contatori intelligenti di seconda generazione (2G) e a settembre 2017 è stata erogata la prima Tranche dell'importo di euro 100.000 migliaia.

Il contratto di durata quindicinale e a tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi incrementato dello 0,391 %, è rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2022 ed è garantito da una parent company guarantee rilasciata da Enel S.p.A.

L'importo rimborsato nell'anno 2017 di tali finanziamenti è stato pari complessivamente a euro 108.035 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 982.667 migliaia due prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti che ha utilizzato a riguardo fondi propri ovvero fondi ad essa concessi dalla BEI. Il primo, di durata ventennale, rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2014 al 2028, è stato erogato per finanziare investimenti della società per il triennio 2009-2011. Una prima parte, pari a euro 800.000 migliaia è stata erogata in due *tranches* (10 luglio e 15 ottobre 2009) ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato dell'1,86075% (Prima *tranche*) e dell'1,91% (Seconda *tranche*). Una seconda parte, pari a euro 200.000, è stata erogata nel 2011 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a 6 mesi maggiorato di 1,7065%. Tale finanziamento è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.. Il secondo, pari a euro 340.000 migliaia, è stato erogato nel 2012 a seguito dell'estensione del contratto quadro del 2009 per il finanziamento degli investimenti 2012-2014. A tale finanziamento è applicato un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a 6 mesi maggiorato di 1,94% ed è anch'esso assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A..

L'importo rimborsato nell'anno 2017 di tali finanziamenti è stato pari complessivamente a euro 89.333 migliaia.

Tali voci includono anche un mutuo a tasso agevolato (legge 365/2000), ottenuto nel 2008 dalla San Paolo IMI S.p.A. per un importo pari ad euro 1.549 migliaia, destinati alla ricostruzione degli impianti danneggiati da eventi alluvionali nella Regione Piemonte e Liguria. Tale mutuo ha una durata di sette anni, è contratto a tasso fisso agevolato del 4,90% ed è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dall'esercizio 2011. L'importo residuo di tale finanziamento è pari ad euro 129 migliaia.

Il contratto di conto corrente intercompany con Enel S.p.A. prevede l'addebito degli interessi sulla base della media mensile del tasso Euribor a 1 mese maggiorato di uno *spread* dello 1% a partire dal 1° luglio 2016 (precedentemente era pari a 0,85%) più un ulteriore *spread* del 3% in caso di superamento del fido di cassa accordato.

Sui finanziamenti a tasso variabile sono stati stipulati con la Controllante dei contratti di copertura contro il rischio di variazione del tasso d'interesse che maturano oneri e proventi finanziari.

La tabella seguente indica il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2017 in migliaia di euro, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'interesse.

| Migliaia di euro | Valore nominale | Valore contabile | Quota corrente | Quota con scadenza oltre i 12 mesi | Fair value |
|---|------------------|------------------|----------------|------------------------------------|------------------|
| al 31.12.2017 | | | | | |
| Finanziamenti bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | 252 | 252 | 132 | 120 | 249 |
| - tasso variabile | 2.454.250 | 2.454.250 | 222.702 | 2.231.548 | 2.552.009 |
| - linee di credito revolving (quota utilizzata) | | | | | |
| Totale finanziamenti bancari | 2.454.502 | 2.454.502 | 222.834 | 2.231.668 | 2.552.258 |
| Finanziamenti non bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | 5.500.000 | 5.500.000 | - | 5.500.000 | 5.500.000 |
| - tasso variabile | - | - | - | - | - |
| Totale finanziamenti non bancari | 5.500.000 | 5.500.000 | - | 5.500.000 | 5.500.000 |
| Totale finanziamenti a tasso fisso | 5.500.252 | 5.500.252 | 132 | 5.500.120 | 5.500.000 |
| Totale finanziamenti a tasso variabile | 2.454.250 | 2.454.250 | 222.702 | 2.231.548 | 2.552.258 |
| Totale | 7.954.502 | 7.954.502 | 222.834 | 7.731.668 | 7.552.258 |

| Migliaia di euro | Valore nominale | Valore contabile | Quota corrente | Quota con scadenza oltre i 12 mesi | Fair value |
|---|------------------|------------------|----------------|------------------------------------|------------------|
| | | | al 31.12.2016 | | |
| Finanziamenti bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | 378 | 378 | 249 | 129 | 380 |
| - tasso variabile | 2.551.619 | 2.551.619 | 197.369 | 2.354.250 | 2.623.119 |
| - linee di credito revolving (quota utilizzata) | | | | | |
| Totale finanziamenti bancari | 2.551.997 | 2.551.997 | 197.618 | 2.354.379 | 2.623.499 |
| Finanziamenti non bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | 5.500.000 | 5.500.000 | - | 5.500.000 | 5.500.000 |
| - tasso variabile | | | - | - | - |
| Totale finanziamenti non bancari | 5.500.000 | 5.500.000 | - | 5.500.000 | 5.500.000 |
| Totale finanziamenti a tasso fisso | 5.500.378 | 5.500.378 | 249 | 5.500.129 | 5.500.000 |
| Totale finanziamenti a tasso variabile | 2.551.619 | 2.551.619 | 197.369 | 2.354.250 | 2.623.119 |
| Totale | 8.051.997 | 8.051.997 | 197.618 | 7.854.379 | 8.123.119 |

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 "Risk Management" e sui livelli del fair value, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "Fair value measurement".

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti a lungo termine per valuta e tasso d'interesse.

| Migliaia di euro | Saldo | Valore nominale | Saldo | Tasso medio di interesse in vigore | Tasso d'interesse effettivo in vigore |
|-------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| | al 31.12.2017 | | al 31.12.2016 | al 31.12.2017 | |
| Euro | 7.954.502 | 7.954.502 | 8.051.997 | 4,52% | 4,52% |
| Valuta estera | | | | | |
| Totale valute non euro | - | - | - | | |
| TOTALE | 7.954.502 | 7.954.502 | 8.051.997 | | |

La tabella seguente indica le caratteristiche del finanziamento ricevuto dalla BEI nell'esercizio 2017:

| Tipo di finanziamento | Emittente | Data di emissione | Importo emesso | Valuta | Tasso d'interesse | Tipo di tasso d'interesse | Scadenza |
|--|-----------|-------------------|----------------|--------|-------------------|---------------------------|-----------|
| Finanziamenti bancari: | | | | | | | |
| Banca Europea per gli Investimenti (BEI) | | 9/21/2017 | 100.000 | Euro | EUR 6M+39.1bps | Tasso variabile | 9/21/2032 |
| Totale | | | 100.000 | | | | |

Finanziamenti a breve termine – 2.621.526 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2017 distinti per natura.

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|---------------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| Finanziamenti bancari a breve termine | 1.000.003 | 7 | 999.996 |
| Conto corrente intersocietario | 1.621.523 | 1.497.527 | 123.996 |
| Totale | 2.621.526 | 1.497.534 | 1.123.992 |

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante per l'espletamento del servizio di tesoreria (al 31 dicembre 2016 il saldo era negativo per euro 1.497.527 migliaia).

I finanziamenti a breve termine si riferiscono principalmente al debito acceso nell'esercizio 2017 verso Enel Finance International NV per l'attivazione di una linea di credito di tipo revolving per un ammontare pari a 1.000.000 migliaia di euro.

Si precisa che il *fair value* dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso d'interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

| | al 31.12.2017 | | | | al 31.12.2016 | | | |
|-----------------|-----------------------|-------------|-------------------|-------------|-----------------------|-------------|-------------------|-------------|
| | Prima della copertura | | Dopo la copertura | | Prima della copertura | | Dopo la copertura | |
| % | | | | | | | | |
| Tasso variabile | 2.454.250 | 31% | 1.522.989 | 19% | 2.551.619 | 32% | 1.518.774 | 19% |
| Tasso fisso | 5.500.252 | 69% | 6.431.513 | 81% | 5.500.378 | 68% | 6.533.223 | 81% |
| Totale | 7.954.502 | 100% | 7.954.502 | 100% | 8.051.997 | 100% | 8.051.997 | 100% |

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note di commento.

47.2.2 Utili (perdite) netti

La tabella seguente presenta gli utili e le perdite nette per categoria di strumento finanziario, escludendo i derivati:

| Migliaia di euro | Utili/(perdite) netti | | Di cui: |
|--|-----------------------|----------|---|
| | 2017 | 2016 | Impairment / Ripristini di impairment 2017 |
| Finanziamenti e crediti | (52.503) | (47.090) | (89.050) |
| Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato | 31.331 | 52.684 | - |

Per i dettagli sugli utili (perdite) netti sui derivati, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 13 "Proventi/oneri finanziari da contratti derivati".

48. Risk management

48.1 Obiettivi e policy di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta ad una varietà di rischi finanziari tra i quali, principalmente, il rischio di mercato, il rischio di credito ed il rischio di liquidità.

I *senior manager* della Società supervisionano la gestione di tali rischi, supportati da specifici comitati, assicurando che le attività sui rischi finanziari siano governate da *policy* e procedure appropriate e che i rischi finanziari siano identificati, misurati e gestiti in accordo con le *policy* e gli obiettivi definiti a livello di Gruppo.

Come parte della *governance* di *risk management* i rischi di mercato sono gestiti attraverso specifiche *policy* definite sia a livello di Gruppo che di singola *Country/Business Line* con specifici Comitati Rischi responsabili di definire e supervisionare le *policy* strategiche.

La *governance* fornisce un sistema di limiti operativi, articolati sulle diverse tipologie di rischio, che sono periodicamente monitorati dalle unità deputate al controllo dei rischi.

48.2 Rischi di mercato

Per rischio di mercato si intende il rischio che i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* possano fluttuare a causa di variazioni nei prezzi di mercato.

e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio della sua attività, è esposta principalmente al rischio tasso di interesse, derivante dalla volatilità dei flussi di interesse connessi all'indebitamento a tasso variabile, e al rischio tasso di cambio, derivante da flussi finanziari denominati in divisa diversa dall'euro.

Le *policy* di Gruppo relative alla gestione dei rischi finanziari applicabili a livello di singola Società prevedono la stabilizzazione degli effetti a Conto Economico delle variazioni del livello dei tassi di interesse e dei tassi di cambio.

Tale obiettivo può essere raggiunto direttamente alla fonte dell'esposizione al rischio, attraverso la diversificazione strategica della natura della stessa, e attraverso la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite la stipula di contratti finanziari derivati *Over the counter (OTC)* con la Capogruppo.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio tasso di interesse è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino in seguito a variazioni nel livello di mercato dei tassi di interesse.

La principale fonte di rischio tasso di interesse deriva dalla variazione nei flussi di cassa connessi al pagamento degli interessi sugli strumenti di debito indicizzato a tasso variabile, dalla negoziazione delle condizioni economiche dei nuovi strumenti di debito nonché dalle variazioni avverse del valore di attività/passività finanziarie valutate al *fair value*.

Per e-distribuzione S.p.A. la fonte dell'esposizione al rischio tasso di interesse non ha subito variazioni rispetto al precedente esercizio e si riferisce principalmente all'ammontare dell'indebitamento indicizzato a tasso variabile per il potenziale impatto negativo, che un aumento del livello dei tassi di interesse di mercato potrebbe avere sul Conto Economico in termini di maggiori oneri finanziari netti.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 45 "Strumenti finanziari".

La Società gestisce il rischio di tasso di interesse sia attraverso la diversificazione delle passività finanziarie per tipologia contrattuale, tipologia di tasso nonché scadenza, sia tramite la modifica del profilo di rischio di specifiche esposizioni tramite il ricorso a strumenti finanziari derivati *OTC*, in particolare *interest rate swap*.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

Attraverso i contratti di *interest rate swap*, la Società concorda con la controparte di scambiare periodicamente flussi di interesse a tasso variabile con flussi di interesse a tasso fisso, entrambi calcolati su un medesimo capitale nozionale di riferimento.

In particolare, i contratti di *interest rate swap floating-to-fixed* trasformano una passività finanziaria indicizzata a tasso variabile in una passività a tasso fisso, neutralizzando in tale modo l'esposizione dei flussi di cassa alla variazione nel livello dei tassi di interesse.

Viceversa, i contratti di *interest rate swap fixed-to-floating* trasformano 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.

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2017 e 31 dicembre 2016 suddiviso per tipologia di contratto:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | |
|---------------------------------------|------------------|------------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Interest rate swaps fixed to floating | - | - |
| Interest rate swaps floating to fixed | 931.261 | 1.032.845 |
| Interest rate options | - | - |
| Totale | 931.261 | 1.032.845 |

Gli strumenti finanziari derivati possono essere designati come di *Cash Flow Hedge* o di *Fair value Hedge* qualora se ne ravvisi l'opportunità e siano soddisfatti i requisiti formali previsti dallo IAS 39, altrimenti sono classificati come di *Trading*.

La Società non stipula contratti derivati a fini speculativi.

Per maggiori dettagli sui derivati su tasso di interesse, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 "*Derivati e hedge accounting*".

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.

Al 31 dicembre 2017 il 31% (32% al 31 dicembre 2016) dell'indebitamento finanziario lordo è espresso a tassi variabili. Tenuto conto di efficaci relazioni di copertura dei flussi finanziari connessi al rischio di tasso di interesse (in base a quanto previsto dallo IAS 39), l'indebitamento finanziario lordo, al 31 dicembre 2017, risulta essere coperto all'81% (come al 31 dicembre 2016).

Analisi di sensitività del tasso d'interesse

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di interesse sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio Netto, per la componente di copertura dei derivati in *Cash flow hedge*, che a Conto Economico per i derivati che non si qualificano in *Hedge Accounting* e per la quota parte di indebitamento netto non coperto da strumenti derivati.

Tali scenari sono rappresentati dalla traslazione parallela in aumento ed in diminuzione nella curva dei tassi di interesse di riferimento alla data di bilancio.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | | | al 31.12.2016 | | |
|--------------------|--|---|--|---|--|---|
| | Aumento/riduzione nei tassi di interesse | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) | |
| Debito non coperto | 0,25% | 3.807 | - | 3.797 | - | - |
| | (0,25%) | (3.807) | - | (3.797) | - | - |
| Cash flow hedge | 0,25% | - | 14.518 | - | 17.444 | - |
| | (0,25%) | - | (14.518) | - | (17.444) | - |
| Trading | 0,25% | - | - | - | - | - |
| | (0,25%) | - | - | - | - | - |

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

La principale fonte di rischio tasso di cambio deriva dalle variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in una valuta differente rispetto all'euro quali costi, ricavi, passività e attività finanziarie.

Al 31 dicembre 2017 risultano in essere contratti a copertura del rischio cambio EUR/USD riguardo operazioni previste altamente probabili connesse all'acquisizione di contatori digitali.

Al fine di minimizzare tale rischio, e-distribuzione SpA stipula con la capogruppo Enel SpA contratti derivati *Over the counter (OTC)*, ed in particolare *currency forward*.

La scadenza di tali contratti non eccede la scadenza della passività finanziaria sottostante cosicché ogni variazione nel *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi di tali contratti è bilanciata da una corrispondente variazione del *fair value* e/o nei flussi di cassa attesi della posizione sottostante.

I *currency forward* sono contratti con i quali le controparti concordano lo scambio di due flussi di capitale denominati in divise diverse, ad una determinata data futura e ad un certo tasso di cambio (c.d. *strike*); tali contratti possono prevedere la consegna effettiva dei due flussi (*deliverable forward*) o la corresponsione del differenziale tra il tasso di cambio *strike* ed il livello del cambio prevalente sul mercato alla scadenza (*non deliverable forward*). In quest'ultimo caso, il tasso di cambio *strike* e/o il tasso di cambio *spot* possono essere determinati come medie dei *fixing* ufficiali della Banca Centrale Europea.

Il nozionale al 31 dicembre 2017 è pari a 140.054 migliaia di euro mentre lo scorso anno era pari a 281.199 migliaia di euro.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2017 e del 31 dicembre 2016, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

| Migliaia di euro | Valore nozionale | |
|-----------------------------------|------------------|----------------|
| | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 |
| Cross currency rate swaps (CCIRs) | - | - |
| Currency forwards | 140.054 | 281.199 |
| Currency swaps | - | - |
| Totale | 140.054 | 281.199 |

Analisi di sensitività del tasso di cambio

La Società effettua l'analisi di sensitività attraverso la stima degli effetti della variazione nel livello dei tassi di cambio sul portafoglio in strumenti finanziari.

In particolare l'analisi di sensitività misura il potenziale impatto di scenari di mercato sia a Patrimonio netto, per la componente di copertura dei derivati in Cash flow hedge, che a Conto economico per i derivati che non si qualificano in Hedge Accounting.

Tali scenari sono rappresentati dall' apprezzamento/deprezzamento del tasso di cambio dell'euro verso tutte le divise estere rispetto al valore rilevato alla data di bilancio.

La seguente tabella mostra l'analisi di sensitività per variazioni possibili nei tassi di cambio di incremento e decremento del +10/-10%.

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | | al 31.12.2016 | | |
|--------------------|---------------------------------------|---|--|---|--|
| | Aumento/riduzione nei tassi di cambio | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) | Impatto a conto economico (a lordo delle imposte) | Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte) |
| Debito non coperto | 0,10% | - | - | - | - |
| | (0,10%) | - | - | - | - |
| Cash flow hedge | 0,10% | (8) | (12.533) | - | (24.654) |
| | (0,10%) | 203 | 15.098 | - | 30.006 |
| Trading | 0,10% | - | - | - | - |
| | (0,10%) | - | - | - | - |

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e- distribuzione S.p.A. non detiene passività finanziarie denominate in divisa diversa dall'euro

Rischio di prezzo delle Commodity

Con l'obiettivo di ridurre il rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity*, essenzialmente rame ed alluminio, nell'esercizio 2005 sono stati posti in essere contratti derivati, in particolare *collar*, i cui esiti si sono riversati nell'esercizio 2006. Dal 2007 tali prodotti derivati non sono stati rinnovati.

Si evidenzia che la Società valuta non rilevante l'eventuale impatto delle variazioni dei prezzi di tali *commodity*.

48.3 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia alle proprie obbligazioni previste da uno strumento finanziario o da un contratto con i clienti, tale da generare una perdita. La Società è esposta a rischio di credito nell'ambito dell'attività operativa e finanziaria, ivi inclusi i derivati, i depositi con le banche e le società finanziarie, le transazioni in valuta estera e gli altri strumenti finanziari.

Variazioni inattese del merito creditizio di una controparte generano effetti sulla posizione creditoria, in termini di insolvenza (rischio di default) o di variazioni nel valore di mercato della stessa (rischio di spread).

Nell'ambito del processo delle operazioni di distribuzione di energia elettrica, la scelta delle controparti è monitorata mediante la valutazione del rischio di credito a esse associato e la richiesta di adeguate garanzie e/o depositi cauzionali volti ad assicurare un adeguato livello di protezione dal rischio di default della controparte.

Le posizioni aperte su operazioni in strumenti finanziari derivati sono stipulate mediante la selezione di primarie istituzioni finanziarie nazionali ed internazionali, avendo cura di diversificare l'operatività tra i diversi istituti ed attuando un costante monitoraggio dell'evoluzione del relativo merito creditizio.

Il rischio di credito da operazioni con banche e istituti finanziari è gestito dalla tesoreria accentrata, in linea con le *policy* di Gruppo. Gli investimenti dei *surplus* di liquidità sono realizzati solo con controparti autorizzate e nei limiti di credito assegnati a ciascuna controparte. Tali limiti sono rivisti dal Consiglio di Amministrazione del Gruppo su base annua, e possono essere aggiornati durante l'anno soggetto all'approvazione del Comitato Finanziario di Gruppo. I limiti sono fissati al fine di ridurre al minimo la concentrazione dei rischi e quindi limitare le perdite generate dal potenziale default della controparte. Si generano concentrazioni di rischio quando un certo numero di controparti, impegnate in attività analoghe o attività nella stessa area geografica o che hanno caratteristiche economiche che potrebbero influire sulla loro capacità di far fronte alle obbligazioni contrattuali, sono influenzate allo stesso modo dalle variazioni delle condizioni economiche, politiche, ecc. Tali concentrazioni indicano la sensibilità relativa della performance della Società negli sviluppi che interessano un settore particolare.

La Società svolge il servizio di distribuzione e misura di energia elettrica in concessione Ministeriale, pertanto opera con i clienti (trader) che abbiano i requisiti previsti dall'ARERA (ex AEEGSI).

Al fine di evitare eccessive concentrazioni di rischio, le politiche e le procedure del Gruppo includono specifiche linee guida che si incentrano sul mantenimento di un portafoglio diversificato. Concentrazioni identificate di rischio di credito sono monitorate e gestite di conseguenza.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2017 e 2016 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo 45 "Strumenti Finanziari".

Attività finanziarie scadute ma non svalutate

Si riporta di seguito il dettaglio dei crediti commerciali (al lordo del fondo svalutazione crediti), esposti nella Nota di commento n.25, con evidenza di quello scaduto e non svalutato.

| Migliaia di euro | |
|--|------------------|
| | al 31.12.2017 |
| Crediti commerciali svalutati | 230.185 |
| Crediti commerciali non scaduti e non svalutati | 4.120.928 |
| Crediti commerciali scaduti ma non svalutati | 768.838 |
| - da meno di tre mesi | 311.459 |
| - da tre a sei mesi | 124.549 |
| - da sei a dodici mesi | 132.199 |
| - da dodici a ventiquattro mesi | 41.691 |
| - da più di ventiquattro mesi | 158.940 |
| Totale | 5.119.951 |

48.4 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che la Società possa incorrere in difficoltà di adempimento alle proprie obbligazioni associate a passività finanziarie che sono regolate tramite cassa o altre attività finanziarie.

Gli obiettivi di gestione del rischio di liquidità sono:

- garantire un adeguato livello di liquidità per la Società, minimizzando il relativo costo opportunità;
- mantenere una struttura del debito equilibrata in termini di profilo di maturity e fonti di finanziamento.

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

Nel lungo termine, il rischio di liquidità è mitigato garantendo un profilo di *maturity* del debito equilibrato, la diversificazione delle fonti di finanziamento in termini di strumenti, mercati/valute e controparti.

Nell'ambito del Gruppo, Enel S.p.A. svolge, direttamente e tramite la controllata Enel Finance International NV, la funzione di tesoreria accentrata, garantendo l'accesso al mercato monetario e dei capitali.

La Capogruppo sopperisce ai fabbisogni di liquidità principalmente con i flussi di cassa generati dalla gestione ordinaria e attraverso l'utilizzo di una pluralità di fonti di finanziamento, assicurando, inoltre, un'opportuna gestione delle eventuali eccedenze di liquidità.

Il *forecasting* dei flussi di cassa è predisposto dalla Società in collaborazione con la Finanza di Gruppo che monitora in maniera *rolling* le previsioni sulle esigenze di liquidità della Società e del Gruppo, al fine di assicurare le disponibilità liquide sufficienti per soddisfare le esigenze operative.

La società al 31 dicembre 2017 ha un fido di cassa con Enel S.p.A. di 2.000 milioni di euro utilizzato per 1.622 milioni di euro.

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società e dei derivati sulla base dei flussi di pagamento contrattuali non attualizzati.

| Migliaia di euro | Scadenza entro | | | |
|---|----------------|----------------|------------------|--------------------|
| | 1 anno | da 1 a 2 anni | da 2 a 5 anni | Maggiore di 5 anni |
| Finanziamenti bancari: | | | | |
| - tasso fisso | 132 | 4 | 12 | 104 |
| - tasso variabile | 222.702 | 195.247 | 594.833 | 1.441.468 |
| - linee di credito revolving (quota utilizzata) | - | - | - | - |
| Totale | 222.834 | 195.251 | 594.845 | 1.441.572 |
| Finanziamenti non bancari: | | | | |
| - tasso fisso | - | - | 5.500.000 | - |
| - tasso variabile | - | - | - | - |
| Totale | - | - | 5.500.000 | - |
| Derivati: | | | | |
| Derivati di FVH | - | - | - | - |
| Derivati di CFH | 34.328 | 21.049 | 37.770 | 14.969 |
| Derivati al fair value rilevato a conto economico | - | - | - | - |
| Totale | 34.328 | 21.049 | 37.770 | 14.969 |
| TOTALE | 257.162 | 216.300 | 6.132.615 | 1.456.541 |

49. Derivati e Hedge Accounting

49.1 Hedge accounting

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi (tasso d'interesse, tasso di cambio e prezzo su *commodity*) quando sono rispettati i criteri previsti dallo IAS 39.

All'*inception* della transazione la Società documenta la relazione tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, così come la propria strategia e gli obiettivi di *risk management*. Inoltre la Società documenta, all'*inception* e successivamente su base trimestrale, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di *fair value* e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

In relazione alla natura dei rischi a cui è esposta, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge, o
- cash flow hedge.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari ai quali la società è esposta si rimanda alla Nota di commento n. 48 "Risk management".

Fair value hedge

Il *fair value hedge* è utilizzato dalla Società per la copertura dell'esposizione al rischio di variazione del *fair value*, di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili ad 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* dell'elemento coperto che sono attribuibili al rischio coperto.

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 d'interesse effettivo, è ammortizzato a Conto Economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

e- distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2017 derivati di *fair value hedge*.

Cash flow hedge

Il *cash flow hedge* è applicato con l'intento di coprire la Società dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi associati ad un'attività, una passività o una transazione altamente probabile che impatterà il conto economico. Tali variazioni sono attribuibili ad un rischio specifico e potrebbero impattare il Conto Economico.

e-distribuzione S.p.A. detiene al 31 dicembre 2017 derivati di *cash flow hedge* e si riferiscono alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine e a tasso variabile, nonché alla copertura del rischio di cambio connesso all'acquisto dei contatori digitali per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD.

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati che si qualificano come strumenti di copertura classificati in base alla tipologia di relazione di copertura e di rischio coperto, 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. 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.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al *fair value* dei contratti derivati, si veda la Nota di commento n. 48 "Fair value measurement".

| Migliaia di euro | Non correnti | | | | Correnti | | | |
|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | Valore nozionale | | Fair value | | Valore 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 |
| DERIVATI ATTIVI | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso di cambio | - | 159.346 | - | 6.801 | - | 121.853 | - | 5.838 |
| Totale | - | 159.346 | - | 6.801 | - | 121.853 | - | 5.838 |
| TOTALE DERIVATI ATTIVI | - | 159.346 | - | 6.801 | - | 121.853 | - | 5.838 |

| Migliaia di euro | Non correnti | | | | Correnti | | | |
|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| | Valore nozionale | | Fair value | | Valore 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 |
| DERIVATI PASSIVI | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso d'interesse | 885.806 | 1.032.845 | 96.770 | 129.061 | 45.455 | 0 | 1.276 | 0 |
| sul rischio di tasso di cambio | - | - | - | - | 140.054 | - | 9.193 | - |
| Totale | 885.806 | 1.032.845 | 96.770 | 129.061 | 185.508 | - | 10.469 | - |
| TOTALE DERIVATI PASSIVI | 885.806 | 1.032.845 | 96.770 | 129.061 | 185.508 | - | 10.469 | - |

49.1.1 Impatto dei derivati di copertura sul patrimonio netto

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

| Migliaia di euro | 2017 | | | 2016 | | | |
|-----------------------------------|--|---|---|--|---|---|--------------|
| | Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia | Variazione lorda di fair value rilevata a patrimonio netto (a) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Recycling (b) | Variazione lorda di fair value rilasciata a conto economico - Inefficacia | |
| Copertura del tasso di interesse | | 625 | (29.822) | (520) | 32.245 | (32.209) | (520) |
| Copertura del tasso di cambio | | 21.157 | 674 | (281) | (12.638) | - | - |
| Copertura del prezzo di commodity | | - | - | - | - | - | - |
| Derivati di copertura | | 21.782 | (29.148) | (801) | 19.607 | (32.209) | (520) |

49.1.2 Rischio di tasso di interesse

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

| Migliaia di euro | Strumento di copertura | Elemento coperto | al 31.12.2017 | | al 31.12.2016 | |
|------------------|------------------------|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|
| | | | Fair value | Valore nozionale | Fair value | Valore nozionale |
| | Interest rate swap | Finanziamenti bancari a tasso variabile | (98.046) | 931.261 | (129.061) | 1.032.845 |
| | | | - | - | - | - |
| | Totale | | (98.046) | 931.261 | (129.061) | 1.032.845 |

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

| Migliaia di euro | Derivati | Valore nozionale | | Fair value attività | | 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 |
| Cash flow hedge | | | | | | | |
| | Interest rate swap | - | - | - | 931.261 | 98.046 | 129.061 |
| | Totale derivati su tasso d'interesse | - | - | - | 931.261 | 98.046 | 129.061 |

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

| Migliaia di euro | Fair value | Distribuzione dei flussi di cassa attesi | | | | | |
|---------------------------------|------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2018 | al 31.12.2019 | al 31.12.2020 | al 31.12.2021 | al 31.12.2022 |
| CFH su tasso d'interesse | | | | | | | |
| Fair value positivo | - | - | - | - | - | - | - |
| Fair value negativo | (98.046) | (26.373) | (21.049) | (16.265) | (12.284) | (9.221) | (14.969) |

49.1.3 Rischio 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:

| Migliaia di euro | Fair value | Valore nozionale | | Fair value | Valore nozionale |
|------------------------|--|------------------|----------------|---------------|------------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | | |
| Strumento di copertura | Elemento coperto | | | | |
| Currency forward | Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera | (9.193) | 140.054 | 12.638 | 281.199 |
| Totale | | (9.193) | 140.054 | 12.638 | 281.199 |

La tabella seguente espone il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2017 e al 31 dicembre 2016

| Migliaia di euro | Valore nozionale | | Fair value attività | | Valore 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 |
| Derivati | | | | | | | | |
| Cash flow hedge | | | | | | | | |
| Currency forward | - | 281.199 | - | 12.638 | 140.054 | - | (9.193) | - |
| Totale derivati su tasso di cambio | - | 281.199 | - | 12.638 | 140.054 | - | (9.193) | - |

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio cambio:

| Migliaia di euro | Fair value | Distribuzione dei flussi di cassa attesi | | | | | |
|-------------------------------|------------|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | | al 31.12.2017 | al 31.12.2018 | al 31.12.2019 | al 31.12.2020 | al 31.12.2021 | al 31.12.2022 |
| CFH su tasso di cambio | | | | | | | |
| Fair value positivo | - | - | - | - | - | - | - |
| Fair value negativo | (9.193) | (7.955) | - | - | - | - | - |

50. Fair value measurement

In questa Nota di commento sono fornite le disclosure con l'obiettivo di valutare per le attività e le passività valutate al *fair value* nello Stato patrimoniale dopo la rilevazione iniziale, su base ricorrente o non ricorrente, le tecniche di valutazione e gli 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.

Il *fair value* delle attività e delle passività è classificato in una gerarchia del *fair value* che prevede tre livelli, definiti come segue, in base agli *input* e alle tecniche di valutazione utilizzati per valutare il *fair value*:

- Livello 1: prezzi quotati (non modificati) su mercati attivi per attività o passività identiche a cui la società può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2: input diversi da prezzi quotati di cui al livello 1 che sono osservabili per l'attività o per la passività, sia direttamente (come i prezzi) o indirettamente (derivati da prezzi);
- Livello 3: input per l'attività e la passività non basati su dati osservabili di mercato (input non osservabili).

50.1 Passività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività valutate al *fair value*:

| Migliaia di euro | Note | PASSIVITA' NON CORRENTI | | | | PASSIVITA' CORRENTI | | | |
|--|------|-----------------------------|--------------|---------------|--------------|-----------------------------|--------------|---------------|--------------|
| | | Fair value al 31.12.2017 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 | Fair value al 31.12.2017 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| Valutazioni ricorrenti al fair value | | | | | | | | | |
| Contratti derivati | | | | | | | | | |
| Derivati di cash flow hedge: | | | | | | | | | |
| sul rischio di tasso d'interesse | | 96.770 | - | 96.770 | - | 1.276 | - | 1.276 | - |
| sul rischio di tasso di cambio | | - | - | - | - | 9.193 | - | 9.193 | - |
| Totale | | 96.770 | - | 96.770 | - | 10.469 | - | 10.469 | - |
| Totale valutazioni ricorrenti al fair value | | 96.770 | - | 96.770 | - | 10.469 | - | 10.469 | - |

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

50.2 Passività non valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività non valutate al fair value:

| Migliaia di euro | Note | PASSIVITA' | | | |
|-----------------------------------|------|-----------------------------|-----------|------------------|-----------|
| | | Fair value al 31.12.2017 | Livello 1 | Livello 2 | Livello 3 |
| Finanziamenti: | | | | | |
| Finanziamenti bancari: | | | | | |
| - tasso fisso | | 249 | - | 249 | - |
| - tasso variabile | | 2.552.009 | - | 2.552.009 | - |
| Totale | | 2.552.258 | - | 2.552.258 | - |
| Finanziamenti verso altri: | | | | | |
| - tasso fisso | | 5.500.000 | - | 5.500.000 | - |
| - tasso variabile | | - | - | - | - |
| Totale | | 5.500.000 | - | 5.500.000 | - |
| Totale | | 7.552.258 | - | 7.552.258 | - |

51. Operazioni con le parti correlate

Le parti correlate sono state individuate sulla base di quanto disposto dai principi contabili internazionali.

Si definiscono parti correlate l'Enel S.p.A., le controllanti di Enel S.p.A., le società che hanno il medesimo soggetto controllante di Enel S.p.A., le società che direttamente o indirettamente, attraverso uno o più intermediari sono controllate, oppure sono soggette a controllo congiunto da parte di Enel S.p.A. e nelle quali la medesima detiene una partecipazione tale da poter esercitare un'influenza notevole.

Nella definizione di parti correlate rientrano i Fondi pensione, Fopen e Fondenel, i dirigenti con responsabilità strategiche, ivi inclusi i loro stretti familiari, della Società e di Enel S.p.A. nonché dalle società da queste direttamente e/o indirettamente controllate, soggette a controllo congiunto e nelle quali la società esercita un'influenza notevole. 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.

Tutti i rapporti posti in essere con le parti correlate rientrano nell'ordinaria attività di gestione e sono essenzialmente regolati a condizioni di mercato e nell'interesse della Società.

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2017:

Migliaia di euro

| | Ricavi | | | | Costi | | |
|---|-----------------|------------------------|---------------------|------------------|--------------------------------------|---------------|------------------|
| | Vendite di beni | Prestazioni di servizi | Proventi finanziari | Acquisti di beni | Ottenimento di servizi e altri costi | Leasing | Oneri finanziari |
| Controllante: | - | 1.131 | 1.820 | - | 33.889 | - | 61.699 |
| Enel Spa | - | 1.131 | 1.820 | - | 33.889 | - | 61.699 |
| Altre società del Gruppo: | 98.555 | 3.781.631 | 12.162 | 19.347 | 270.613 | 35.748 | 339.146 |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | - | 2.325.229 | - | 19.319 | 1.630 | - | - |
| Enel Energia SpA | - | 1.433.535 | - | - | 1.496 | - | - |
| Enel Global Infrastructure & Networks Srl | 4.360 | 647 | 12.162 | 14 | - | - | - |
| Enel Finance International NV | - | - | - | - | - | - | 339.146 |
| Enel Italia Srl | - | 13 | - | 7 | 267.054 | 35.748 | - |
| Open Fiber SpA | - | 7.932 | - | - | - | - | - |
| Enel Factor SpA | - | - | - | - | - | - | - |
| Endesa Distribucion SA | 80.262 | 6.906 | - | - | - | - | - |
| Endesa Ingegneria SA | - | - | - | - | 176 | - | - |
| Enel Sole Srl | - | 717 | - | 7 | 108 | - | - |
| Enel Produzione SpA | - | 3.176 | - | - | 99 | - | - |
| Enel Distributie Muntenia SA | 3.355 | 763 | - | - | 16 | - | - |
| Enel Ingegneria e ricerca | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Trade SpA | - | 1.196 | - | - | - | - | - |
| Enel Servizi Comune SA | - | (9) | - | - | - | - | - |
| Enel Distributie Banat SA | 2.033 | 468 | - | - | 1 | - | - |
| Enel Distributie Dobrogea SA | 2.114 | 422 | - | - | - | - | - |
| Electrica Cadiz | 1.251 | - | - | - | - | - | - |
| Altre società del Gruppo | 5.180 | 636 | - | - | 33 | - | - |
| Altre parti correlate: | - | 465.970 | - | - | 4.357.566 | - | 732 |
| GSE | - | 66 | - | - | 2.261.309 | - | 729 |
| GME | - | 184 | - | - | 524.324 | - | - |
| Poste Italiane | - | 32.787 | - | - | 18 | - | - |
| ENI | - | 332.421 | - | - | 20.124 | - | - |
| Terna | - | 12.557 | - | - | 1.542.039 | - | 3 |
| Fopen | - | - | - | - | - | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | - | - | - |
| Rete Ferroviaria Italiana | - | 74.598 | - | - | 962 | - | - |
| Enel Cuore | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo Finmeccanica | - | - | - | - | 2.110 | - | - |
| Gruppo CdP | - | 102 | - | - | 1.753 | - | - |
| Anas | - | - | - | - | - | - | - |
| Expo 2015 SpA | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo MPS | - | 1 | - | - | - | - | - |
| Altre | - | 13.253 | - | - | 4.925 | - | - |
| Totale | 98.555 | 4.248.732 | 13.982 | 19.347 | 4.662.068 | 35.748 | 401.577 |

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2016

| | Ricavi | | | | Costi | | |
|---|-----------------|------------------------|---------------------|------------------|--------------------------------------|---------------|------------------|
| | Vendite di beni | Prestazioni di servizi | Proventi finanziari | Acquisti di beni | Ottenimento di servizi e altri costi | Leasing | Oneri finanziari |
| Controllante: | - | 228 | 90 | - | 52.519 | - | 84.364 |
| Enel Spa | - | 228 | 90 | - | 52.519 | - | 84.364 |
| Controllate: | 297 | 770 | 158 | - | - | - | - |
| Enel M@p | 297 | 770 | 158 | - | - | - | - |
| Altre società del Gruppo: | 110.827 | 3.738.603 | - | 16.981 | 247.789 | 38.222 | 340.075 |
| Servizio Elettrico Nazionale SpA | - | 2.438.384 | - | 16.960 | 5.045 | - | - |
| Enel Energia SpA | - | 1.268.466 | - | - | 1.777 | - | - |
| Enel Finance International NV | - | - | - | - | - | - | 340.075 |
| Enel Italia Srl | - | 217 | - | 22 | 240.314 | 38.222 | - |
| Open Fiber SpA | - | 9.037 | - | - | - | - | - |
| Enel Factor SpA | - | - | - | - | - | - | - |
| Endesa Distribucion SA | 104.756 | 8.558 | - | (1) | - | - | - |
| Endesa Ingegneria SA | - | - | - | - | 181 | - | - |
| Enel Sole Srl | - | 681 | - | - | 12 | - | - |
| Enel Produzione SpA | - | 2.457 | - | - | 121 | - | - |
| Enel Distributie Muntenia SA | - | 2.721 | - | - | - | - | - |
| Enel Ingegneria e ricerca | - | - | - | - | 332 | - | - |
| Enel Trade SpA | - | 1.020 | - | - | - | - | - |
| Enel Distributie Banat SA | - | 1.832 | - | - | - | - | - |
| Enel Distributie Dobrogea SA | - | 1.759 | - | - | - | - | - |
| Electrica Cadiz | 392 | - | - | - | - | - | - |
| Altre società del Gruppo | 5.679 | 3.471 | - | - | 7 | - | - |
| Altre parti correlate: | - | 218.980 | - | - | 1.818.197 | - | 1.260 |
| Ministero dell'Economia e delle Finanze | - | - | - | - | - | - | - |
| GSE | - | 47 | - | - | 290 | - | 1.260 |
| GME | - | 290 | - | - | 308.910 | - | - |
| Poste Italiane | - | 42.944 | - | - | 104 | - | - |
| ENI | - | 53.101 | - | - | 16.537 | - | - |
| Terna | - | 12.337 | - | - | 1.463.356 | - | - |
| Fopen | - | - | - | - | 17.816 | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | 53 | - | - |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | - | 58.730 | - | - | 870 | - | - |
| Enel Cuore | - | - | - | - | 2.770 | - | - |
| Gruppo Finmeccanica | - | 30 | - | - | 1.330 | - | - |
| Anas | - | 506 | - | - | 1.098 | - | - |
| Expo 2015 SpA | - | 1.275 | - | - | 1.000 | - | - |
| Altre | - | 49.720 | - | - | 4.063 | - | - |
| Totale | 111.124 | 3.958.581 | 248 | 16.981 | 2.118.505 | 38.222 | 425.699 |

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2017:

| | Altre informazioni | | | | | | | | | | | | | | Altre informazioni | | |
|---|-----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------|--------------------|---------------|--|
| | Altre attività non correnti | Crediti commerciali e altri crediti | Attività finanziarie correnti | Altre attività correnti | Crediti per imposte sul reddito | Finanziamenti e apporti di capitale | Altre passività finanziarie non correnti | TFR e altri benefici al personale | Altre passività non correnti | Debiti commerciali e altri debiti | Altri debiti tributari | Passività finanziarie correnti | Altre passività correnti | Garanzie prestate | Garanzie ricevute | Impegni | |
| Controllante: | 5.447 | 1.359 | - | 156.366 | - | - | 96.770 | 87.969 | - | 32.791 | 2.882 | 1.661.279 | 55 | - | - | - | |
| Enel Spa | 5.447 | 1.359 | - | 156.366 | - | - | 96.770 | 87.969 | - | 32.791 | 2.882 | 1.661.279 | 55 | - | - | - | |
| Altre società del Gruppo | - | 1.636.813 | - | 338 | - | 6.500.000 | - | - | 56.688 | 113.352 | - | 65.947 | 43.103 | - | - | - | |
| Servizio Elettrico Nazionale | - | 854.010 | - | - | - | - | - | - | 19.220 | 20.132 | - | - | 12.233 | - | - | - | |
| Enel Energia Spa | - | 705.031 | - | - | - | - | - | - | 4.419 | 872 | - | - | 20.362 | - | - | - | |
| Enel Finance International | - | - | - | - | - | 6.500.000 | - | - | - | - | - | 65.947 | - | - | - | - | |
| Enel Global Infrastructure & Networks Srl | - | 1.649 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Italia Srl | - | 230 | - | 229 | - | - | - | - | 97 | 71.614 | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Factor SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 16.062 | - | - | - | - | - | - | |
| Endesa Distribucion SA | - | 39.766 | - | - | - | - | - | - | - | 15 | - | - | 618 | - | - | - | |
| Endesa Ingegneria SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 269 | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Sole Srl | - | 1.949 | - | - | - | - | - | - | 3 | 174 | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Produzione SpA | - | 2.900 | - | 35 | - | - | - | - | 3.121 | 1.240 | - | - | 377 | - | - | - | |
| Enel Distributie Muntenia SA | - | 8.290 | - | - | - | - | - | - | - | 249 | - | - | - | - | - | - | |
| Open Fiber SpA | - | 9 | - | 73 | - | - | - | - | 29.657 | 490 | - | - | 9.428 | - | - | - | |
| Enel Ingegneria e Ricerca | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Trade SpA | - | 256 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Servizi Comune SA | - | 4.903 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Romania | - | 3.989 | - | - | - | - | - | - | - | 66 | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Distributie Banat SA | - | 1.820 | - | - | - | - | - | - | - | 71 | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Energie SA | - | 114 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Distributie Dobrogea | - | 3.136 | - | - | - | - | - | - | - | 30 | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Distributie Banat SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Enel Si Srl | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.593 | - | - | - | - | - | - | |
| Electra de Viesgo SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Altre società del Gruppo | - | 8.760 | - | 1 | - | - | - | - | 171 | 473 | - | - | 85 | - | - | - | |
| Altre parti correlate: | 27 | 52.904 | - | 3.683 | - | - | 893.333 | - | 35.400 | 1.239.069 | - | 89.464 | 12.250 | 408 | 231.157 | 51.795 | |
| Ministero dell'Economia e | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| GSE | - | 53 | - | - | - | - | - | - | - | 967.272 | - | - | - | - | 11 | 181 | |
| GME | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Poste Italiane | - | 2.411 | - | - | - | - | - | - | - | 2 | - | - | - | - | 10.813 | - | |
| ENI | - | 6.506 | - | 37 | - | - | - | - | - | 1.502 | - | - | 80 | - | 197.281 | 42.606 | |
| Terna | - | 21.083 | - | 2.240 | - | - | - | - | - | 262.154 | - | - | 1.636 | - | - | 829 | |
| Fopen | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Fondenel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | 26 | 10.238 | - | 318 | - | - | - | - | - | 548 | - | - | - | 3 | 22.854 | 2 | |
| Enel Cuore | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Gruppo Leonardo ex | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | 1.225 | - | - | - | - | - | 5.587 | |
| Cassa Depositi e Prestiti | - | 252 | - | - | - | - | 893.333 | - | - | 908 | - | 89.464 | - | - | 197 | 2.591 | |
| Infratel Italia SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Anas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Expo 2015 SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3 | - | - | - | - | - | - | |
| Gruppo MPS | - | 8 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1 | - | - | - | |
| Altre | 1 | 12.352 | - | 1.088 | - | - | - | - | 35.400 | 5.455 | - | - | 10.533 | 405 | - | - | |
| Totale | 5.474 | 1.691.076 | - | 160.387 | - | 6.500.000 | 990.103 | 87.969 | 92.088 | 1.385.212 | 2.882 | 1.816.690 | 55.408 | 408 | 231.157 | 51.795 | |

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2016

Migliaia di euro

| | Altre informazioni | | | | | | | | | | | | | | Altre informazioni | |
|---|-----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|--|-----------------------------------|------------------------------|-----------------------------------|------------------------|--------------------------------|--------------------------|-------------------|--------------------|---------------|
| | Altre attività non correnti | Crediti commerciali e altri crediti | Attività finanziarie correnti | Altre attività correnti | Crediti per imposte sul reddito | Finanziamenti e apporti di capitale | Altre passività finanziarie non correnti | TFR e altri benefici al personale | Altre passività non correnti | Debiti commerciali e altri debiti | Altri debiti tributari | Passività finanziarie correnti | Altre passività correnti | Garanzie prestate | Garanzie ricevute | Impegni |
| Controllante: | 19.787 | 228 | 5.895 | 12.952 | 230.164 | - | 129.061 | 97.539 | - | 34.142 | - | 1.538.624 | 182 | - | - | - |
| Enel Spa | 19.787 | 228 | 5.895 | 12.952 | 230.164 | - | 129.061 | 97.539 | - | 34.142 | - | 1.538.624 | 182 | - | - | - |
| Controllate: | - | 847 | - | - | - | - | - | - | - | 16 | - | - | - | - | - | - |
| Enel M@p | - | 847 | - | - | - | - | - | - | - | 16 | - | - | - | - | - | - |
| Altre società del Gruppo | - | 1.944.353 | - | 649 | - | 5.500.000 | - | - | 46.321 | 219.617 | - | 65.929 | 25.950 | - | - | - |
| Servizio Elettrico Nazionale Spa | - | 1.094.083 | - | - | - | - | - | - | 20.556 | 20.353 | - | - | 5.721 | - | - | - |
| Enel Energia Spa | - | 748.649 | - | - | - | - | - | - | 4.732 | 553 | - | - | 16.187 | - | - | - |
| Enel Finance International NV | - | - | - | - | - | 5.500.000 | - | - | - | - | - | 65.929 | - | - | - | - |
| Enel Italia Srl | - | 223 | - | 415 | - | - | - | - | 104 | 120.883 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Factor SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 75.055 | - | - | - | - | - | - |
| Endesa Distribucion SA | - | 57.710 | - | - | - | - | - | - | - | 15 | - | - | - | - | - | - |
| Endesa Ingegneria SA | - | 4 | - | - | - | - | - | - | - | 290 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Sole Srl | - | 5.925 | - | - | - | - | - | - | 3 | 97 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Produzione SpA | - | 3.973 | - | 22 | - | - | - | - | 3.348 | 1.168 | - | - | 110 | - | - | - |
| Enel Distributie Muntenia SA | - | 6.777 | - | - | - | - | - | - | - | 233 | - | - | - | - | - | - |
| Open Fiber SpA | - | 7.485 | - | 73 | - | - | - | - | - | 17.390 | - | - | 3.556 | - | - | - |
| Enel Ingegneria e Ricerca | - | 1 | - | - | - | - | - | - | - | 258 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Trade SpA | - | 572 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Servizi Comune SA | - | 4.912 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Romania | - | 4.562 | - | - | - | - | - | - | - | 68 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Distributie Banat SA | - | 1.384 | - | - | - | - | - | - | - | 70 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Energie SA | - | 114 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Distributie Dobrogea SA | - | 1.862 | - | - | - | - | - | - | - | 30 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Distributie Banat SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Enel Si Srl | - | 45 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Electra de Viesgo SA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Altre società del Gruppo | - | 6.072 | - | 139 | - | - | - | - | 188 | 455 | - | - | 376 | - | - | - |
| Altre parti correlate: | 1 | 121.217 | - | 6.710 | - | - | - | - | 1.077.789 | 1.384.960 | - | - | 22.840 | 131 | 286.310 | 79.930 |
| Ministero dell'Economia e delle Attività produttive | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Acquirente Unico | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| GSE | - | 40 | - | - | - | - | - | - | - | 1.221.620 | - | - | - | - | - | - |
| GME | - | - | - | 140 | - | - | - | - | - | 80 | - | - | - | - | - | - |
| Poste Italiane | - | 3.295 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 10.813 | - |
| ENI | - | 64.425 | - | 3.935 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 250.270 | 70.025 |
| Terna | - | 15.418 | - | 1.406 | - | - | - | - | - | 154.014 | - | - | 1.403 | 2 | - | 1.540 |
| Fopen | - | 4 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 7.960 | - | - | - |
| Fondenel | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo Ferrovie dello Stato | - | 11.480 | - | 320 | - | - | - | - | - | 630 | - | - | - | - | - | - |
| Enel Cuore | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.638 | - | - | - | - | - | - |
| Gruppo Finmeccanica | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.140 | - | - | - | - | - | - |
| Transformer Electro Service | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Anas | 1 | 1.332 | - | 909 | - | - | - | - | - | 2.767 | - | - | - | 8 | - | - |
| Expo 2015 SpA | - | 226 | - | - | - | - | - | - | - | 3 | - | - | - | 46 | - | - |
| Infratel Italia SpA | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.789 | - | - | - | - | - | - |
| Slovenske elektrarne SA | - | 397 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cassa Depositi e Prestiti | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.072.000 | - | - | - | - | - | 261 | 72 |
| Altre | - | 24.599 | - | - | - | - | - | - | - | 3.067 | - | - | 13.477 | 75 | 24.966 | 8.294 |
| Totale | 19.788 | 2.066.645 | 5.895 | 20.311 | 230.164 | 5.500.000 | 129.061 | 97.539 | 1.124.110 | 1.638.735 | - | 1.604.553 | 48.972 | 131 | 286.310 | 79.930 |

Le attività finanziarie correnti verso Enel S.p.A. riguardano il saldo del conto corrente intersocietario; per maggiori informazioni si rinvia alla Nota di commento n. 36.

I proventi e gli oneri finanziari verso Enel S.p.A. rappresentano, principalmente, gli interessi maturati sul conto corrente intersocietario e gli effetti economici dei contratti derivati, per le cui condizioni si rinvia alle Nota di commento n. 21.

I debiti e gli oneri verso Enel Finance International N.V. sono relativi ai finanziamenti a medio/lungo termine ricevuti nel corso del 2012 e a breve termine ricevuti nel 2017 (per maggiori informazioni in merito ai finanziamenti si rinvia alla Nota di commento n. 47.2.1).

In seguito alla vendita del 100% della partecipazione ad Enel S.p.A. avvenuta nel mese di novembre 2017, la società Enel M@p S.r.l. non risulta più essere Controllata. Le operazioni verso Enel Global Infrastructure & Networks (nuova denominazione di Enel M@p a partire del 1° gennaio 2018) sono esposte pertanto verso Altre società del Gruppo. I proventi finanziari verso Enel Global Infrastructure and Networks S.r.l. accolgono la plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione, pari a euro 11.660 migliaia, e il dividendo dell'esercizio 2016, pari a euro 502 migliaia. Per ulteriori informazioni si rinvia alle note di commento delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

Compensi degli Amministratori e Sindaci

I compensi degli amministratori e sindaci, pari a euro 95 migliaia, si riferiscono esclusivamente ai compensi dei sindaci; infatti, gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono alcun compenso.

52. Impegni contrattuali e garanzie

Il saldo e le variazioni sono riportati di seguito:

| Migliaia di euro | al 31.12.2017 | al 31.12.2016 | 2017-2016 |
|--|------------------|------------------|----------------|
| Garanzie prestate: | | | |
| - fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi | 177.547 | 155.070 | 22.477 |
| Impegni assunti verso fornitori per: | | | |
| - appalti | 904.110 | 380.047 | 524.063 |
| - ordini | 909.615 | 1.234.304 | (324.689) |
| - altri acquisti | 717.006 | 761.529 | (44.523) |
| Totale | 2.530.731 | 2.375.879 | 154.852 |
| TOTALE | 2.708.278 | 2.530.949 | 177.329 |

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 177.547 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, per conto della Società, a favore di terzi a fronte dei rapporti contrattuali posti in essere dalla Società (euro 155.070 migliaia al 31 dicembre 2016). Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni. In particolare l'incremento della voce si riferisce principalmente agli impegni per i fornitori per l'approvvigionamento di contatori di seconda generazione.

53. Attività e Passività potenziali

Passività potenziali

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, da parte dei clienti nei confronti di e-distribuzione S.p.A., 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 sono conclusi in primo grado con sentenze a favore degli istanti, mentre i giudici di appello hanno quasi tutti deciso a favore di e-distribuzione S.p.A.. Anche la Corte di Cassazione ha sempre reso sentenze favorevoli a e-distribuzione S.p.A..

Al 31 dicembre 2017 i giudizi pendenti risultano essere circa 8.140 per effetto di ulteriori pronunce di appello depositate. Inoltre, visti i suddetti orientamenti favorevoli ad e-distribuzione S.p.A. sia dei giudici di appello che 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 ripetizione di quanto corrisposto da e-distribuzione S.p.A. in esecuzione delle pronunce di primo grado.

Nel maggio 2008, e-distribuzione S.p.A. ha convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto ad ottenere il rimborso di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di e-distribuzione S.p.A..

Con sentenza del 21 ottobre 2013, il Tribunale di Roma ha accolto le richieste di e-distribuzione S.p.A., dichiarando l'operatività della copertura assicurativa e disponendo l'obbligo di Cattolica, e conseguentemente dei retrocessionari, a tenere indenne e-distribuzione S.p.A. rispetto a quanto pagato o da pagarsi a clienti di e-distribuzione S.p.A. e loro avvocati, nonché, nei limiti del massimale di polizza, alle spese legali per la difesa di e-distribuzione S.p.A..

Sulla base della suddetta sentenza, ad ottobre 2014, e-distribuzione S.p.A. ha citato in giudizio Cattolica dinanzi al Tribunale di Roma, al fine di ottenere la quantificazione delle somme dovute ad e-distribuzione S.p.A. e il pagamento delle stesse da parte di Cattolica. Alla prima udienza di comparizione delle parti del 3 ottobre 2016, il giudice ha dichiarato inammissibile la richiesta avversaria relativa all'eccezione di sospensione del processo in attesa della definizione di quello di appello. In data 12 luglio 2017, è stata resa l'ordinanza con cui sono state rigettate le richieste istruttorie avanzate e la causa è stata rinviata per la decisione all'udienza del 25.11.2019.

Successivamente, Cattolica ha proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma, chiedendone l'integrale riforma. Dopo le udienze di comparizione delle parti, la Corte d'Appello ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 23.2.2018, nella quale la causa è stata trattenuta in decisione e il giudice ha assegnato i termini per le ultime difese delle parti.

Avvio di un procedimento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per l'adozione di provvedimenti sanzionatori per violazioni in materia di connessioni di impianti di produzione di energia elettrica

Con la deliberazione n. 9/2012 del 26 gennaio 2012, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (già AEEGSI) ha avviato un procedimento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per accertare violazioni in materia di connessione di impianti di produzione ai fini dell'adozione di sanzioni pecuniarie.

Le violazioni contestate riguardano, tra l'altro:

- la mancata erogazione di indennizzi automatici;
- l'addebito di corrispettivi non dovuti;

- la mancata fornitura di soluzioni di connessione nei punti della rete indicati dal richiedente.

Con delibera 534/2017/S/eel del 20 luglio 2017 l'Autorità ha chiuso il procedimento irrogando a e-distribuzione una sanzione pari a euro 50.000.

Avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per violazione degli obblighi di comunicazione ai clienti finali in caso di risoluzione del contratto di trasporto dell'energia elettrica per inadempimento del venditore. Eventuale chiusura con procedura semplificata

Con delibera n. 624/2016 del 4 novembre 2016, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (già AEEGSI) ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A., contestando la violazione del criterio di diligenza specifica richiesta nell'adempimento degli obblighi informativi connessi alla risoluzione del contratto di trasporto di Esperia.

L'Autorità, sul presupposto che gli elementi acquisiti fossero sufficienti a sorreggere la fondatezza della contestazione, ha riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. la facoltà di avvalersi della procedura semplificata pagando la sanzione nella misura ridotta di un terzo rispetto all'importo base (euro 131.500 anziché euro 394.500) ed estinguendo in tal modo il procedimento sanzionatorio.

e-distribuzione S.p.A. ha tuttavia deciso di non avvalersi di tale procedura semplificata e, in data 17 gennaio 2017, ha inviato la propria memoria difensiva all'Autorità. Il procedimento dunque prosegue secondo la modalità ordinaria.

Avvio di un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per l'accertamento di violazioni in materia di connessione alle reti di impianti di produzione di energia elettrica

Con determina DSAI/40/2017/eel del 28 settembre u.s., la Direzione Sanzioni e Impegni Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (già AEEGSI) ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. contestando la violazione delle disposizioni del TICA (Testo Integrato Connessioni Attive) volte ad evitare la saturazione virtuale della rete.

In particolare, a seguito di verifica ispettiva, l'ARERA ha riscontrato violazioni in relazione a 58 pratiche su un campione di 130 pratiche esaminate, tutte afferenti alla rete di distribuzione della Basilicata. Secondo l'ARERA e-distribuzione avrebbe provveduto con notevole ritardo ad annullare le pratiche per cui risultava decorso inutilmente il termine per l'accettazione del preventivo o ad inviare il sollecito in relazione alle pratiche per cui risultavano decorsi inutilmente i termini per l'attestazione dell'avvio dell'iter autorizzativo o dell'avvio dei lavori di realizzazione dell'impianto di produzione, prolungando ingiustificatamente la validità dei preventivi e la relativa prenotazione di capacità sulla rete.

e-distribuzione S.p.A. lo scorso 27 ottobre ha presentato all'ARERA un set di impegni che prevedono:

1. il versamento di una penalità a favore del sistema in relazione alle pratiche per cui l'ARERA ha riscontrato, nell'ambito del procedimento in oggetto, la violazione dei termini del TICA per l'annullamento delle pratiche;
2. l'introduzione di un termine massimo pari a 5 gg lavorativi per l'invio dei solleciti funzionali all'annullamento delle pratiche;
3. l'invio da parte di e-distribuzione di un sollecito in caso di mancato invio da parte del richiedente degli aggiornamenti sugli avanzamenti dell'iter autorizzativo e la richiesta di informazioni alla P.A. in caso di mancato riscontro da parte del richiedente;
4. l'invio da parte di e-distribuzione di un sollecito in caso di mancato invio da parte del richiedente del cronoprogramma sullo stato dei lavori di realizzazione dell'impianto e la richiesta di informazioni

alla P.A. in caso di mancato riscontro da parte del richiedente; il monitoraggio della scadenza dei termini di validità del provvedimento autorizzativo e, in assenza della comunicazione di fine lavori, l'invio di una richiesta di informazioni al produttore e alla P.A.;

5. la rappresentazione grafica, con aggiornamento bisettimanale, del grado di saturazione della rete a livello delle singole cabine primarie;
6. l'integrazione del portale produttori con nuove funzionalità relative al *tracking* della singola pratica;
7. la formazione del personale e-distribuzione sugli adempimenti finalizzati ad evitare la saturazione virtuale della rete;
8. la segnalazione alla competente funzione di audit di gravi violazioni delle disposizioni del TICA volte a contenere la saturazione virtuale della rete.

e-distribuzione S.p.A. è in attesa della valutazione dell'ARERA sull'ammissibilità degli impegni.

Procedimento AGCM A486 – e-distribuzione - Rimozione coatta dispositivi smart metering

In data 10 dicembre 2015, l'AGCM ha avviato un'istruttoria nei confronti di e-distribuzione S.p.A. e Enel S.p.A. per presunto abuso di posizione dominante nel settore della rilevazione avanzata e messa a disposizione dei dati di consumo elettrico ai clienti finali.

In data 5 aprile 2016 Enel S.p.A. e e-distribuzione S.p.A., pur nell'assoluta convinzione di aver agito in piena conformità con la normativa di riferimento in materia di concorrenza, per mero spirito collaborativo e al fine di consentire una tempestiva chiusura dell'istruttoria, hanno presentato una serie di misure volte a rimuovere le presunte preoccupazioni concorrenziali che avevano determinato l'atto di avvio del procedimento.

In data 19 maggio 2016, l'AGCM ha deliberato la pubblicazione sul proprio sito internet degli impegni proposti da e-distribuzione S.p.A. ed Enel S.p.A., al fine di raccogliere osservazioni dagli operatori del settore interessati.

In data 8 Settembre 2016, l'AGCM ha reso noto di aver concluso il procedimento, senza accertamento di infrazione e irrogazione di sanzione, accettando gli impegni presentati dalle due società.

In data 9 gennaio 2017, Enel S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A. hanno presentato all'AGCM una prima relazione sullo stato di attuazione delle misure oggetto di impegno e l'AGCM in data 8 febbraio 2017 ha comunicato la relativa presa d'atto.

In data 6 aprile 2017, Enel S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A. hanno presentato all'AGCM una seconda relazione di avanzamento sullo stato di attuazione di tali misure.

Infine, in data 22 dicembre 2017, Enel S.p.A. ed e-distribuzione S.p.A. hanno presentato all'AGCM la relazione annuale di ottemperanza contenente, oltre allo stato di attuazione delle misure a chiusura dell'anno 2017, anche i relativi costi di implementazione a carico di e-distribuzione S.p.A.. Gli oneri sostenuti dalla società per l'implementazione delle misure sono stati oggetto di rendicontazione separata in modo da consentire all'ARERA di escluderli dai costi riconosciuti ai fini tariffari. In data 22 gennaio 2018 l'AGCM ha comunicato la relativa presa d'atto. La prossima relazione è prevista entro il 31 dicembre 2018.

Canoni non ricognitori

Nel corso degli ultimi anni, in talune realtà territoriali, sono state avanzate alcune richieste di pagamento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. di canoni previsti dall'art. 27 del Codice della Strada (cd. "canoni non ricognitori") da parte di Comuni per l'occupazione del suolo pubblico con gli impianti elettrici.

Durante l'anno 2013, si è verificato, in modo prevalente in Lombardia, un aumento di tali richieste, a fronte delle quali e-distribuzione S.p.A. ha impugnato i regolamenti istitutivi di tali canoni (determinati in funzione dell'estensione degli impianti) e le relative richieste di pagamento, chiedendone l'annullamento in quanto ritenute illegittime e infondate.

Al riguardo, si evidenzia che, sulla base della legislazione vigente in materia di occupazioni di suolo pubblico, e-distribuzione S.p.A. corrisponde già la Tassa di Occupazione del Suolo ed Aree Pubbliche (TOSAP) ovvero il Canone di Occupazione del Suolo ed Aree Pubbliche (COSAP), i cui importi sono determinati, per i servizi pubblici c.d. "a rete", in via forfettaria in base al numero degli abitanti.

Nel 2015 sono iniziate a pervenire le prime sentenze di merito, favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A. (Tar Lombardia, Tar Abruzzo, Tar Calabria).

Nel 2016 sono state rese altre decisioni favorevoli per e-distribuzione S.p.A. (Tar Piemonte, Tar Sicilia, Tar Abruzzo).

A giugno 2016 sono intervenute le prime sentenze di merito (n. 2518/2016 e n. 2922/2016) del Consiglio di Stato, favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A., che, oltre ad affermare che (i) il canone non è dovuto nel caso in cui l'utilizzo del suolo e/o del sottosuolo non limiti - come nel caso degli impianti elettrici - la fruizione pubblica della strada, hanno stabilito che (ii) COSAP e TOSAP rappresentano la misura massima complessiva dell'onere dovuto dal privato per l'occupazione di spazi o aree pubbliche. Dalla misura di tale canone o tassa va infatti detratto l'importo di altri canoni previsti da disposizioni di legge, riscossi dal comune e dalla provincia per la medesima occupazione, fatti salvi quelli connessi a prestazioni di servizi.

I provvedimenti intervenuti a seguito delle suddette sentenze del Consiglio di Stato e fino al 31 dicembre 2017, hanno sostanzialmente confermato i due principi sopra riportati, favorevoli alla posizione di e-distribuzione.

54. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Delibera 50/2018/R/EEL dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

L'ARERA con delibera 50/2018/R/EEL del 1 febbraio 2018 ha introdotto un meccanismo di reintegrazione per le imprese distributrici dei crediti inesigibili maturati per oneri generali di sistema versati a CSEA e GSE ma non incassati dai venditori inadempienti.

Il provvedimento stabilisce il riconoscimento degli importi maturati a partire da gennaio 2016 verso trader il cui contratto di trasporto è stato risolto da almeno sei mesi, prevedendo riduzioni in caso di ritardi di fatturazione e di intervento nel distacco di punti di prelievo morosi. Sono ammessi crediti relativi a fatture scadute da almeno dodici mesi inclusivi di importi oggetto di piani di rateizzazione e procedure fallimentari, nonché di oneri sostenuti per cessioni del credito e accordi transattivi e parte dei crediti rinunciati nell'ambito di tali accordi. Le procedure sono annuali già a partire dal 2018 e prevedono la presentazione dell'istanza di partecipazione a CSEA entro il mese di luglio con indicazione anche degli importi già riconosciuti nella sessione precedente e successivamente incassati, mentre la liquidazione dell'ammontare avviene entro il mese di settembre previa verifica della documentazione trasmessa.

Rinuncia al credito finanziario da parte di Enel S.p.A.

A seguito dell'entrata in vigore dal 1 gennaio 2018 di due nuovi principi contabili internazionali (IFRS 15 – IFRS 9), il Patrimonio Netto di e-distribuzione si è ridotto significativamente in considerazione degli impatti contabili derivanti dall'applicazione retrospettiva degli stessi. In particolare, come esposto anche nella Nota di Commento n. 3, il principio contabile "IFRS 15 – Ricavi provenienti da contratti con clienti", applicato ai "Contributi di Connessione", determina una riserva di patrimonio netto negativa pari a circa euro 2.635.670 migliaia. Per mantenere una situazione

patrimoniale coerente con la natura del business, caratterizzato da un'alta intensità di capitale immobilizzato e da un orizzonte ultradecennale di ritorno degli investimenti effettuati, il Socio Unico Enel S.p.A. ha ritenuto necessario ripristinare il patrimonio netto di e-distribuzione S.p.A. ad un valore adeguato.

A tal fine, in data 8 marzo 2018, Enel S.p.A. ha autorizzato la rinuncia ad euro 2.275.000 migliaia relativi al credito finanziario vantato sul c/c intercompany intrattenuto con e-distribuzione S.p.A., da destinare ad apposita Riserva di Patrimonio Netto disponibile.

55. Compensi alla Società di Revisione

Si riporta di seguito un prospetto con l'evidenza dei compensi contrattualizzati, di competenza dell'esercizio, riconosciuti alla Società di revisione EY S.p.A..

| Tipologia di servizi | Soggetto che ha erogato il servizio | Compensi (Migliaia di euro) |
|-------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|
| e-distribuzione S.p.A. | | |
| Revisione contabile | - EY SpA | 289 |
| Altri servizi: | | |
| - Unbundling | - EY SpA | 37 |
| Totale | | 326 |

56. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2016 di Enel S.p.A., redatto secondo i principi contabili internazionali, che esercita attività di direzione e coordinamento su e-distribuzione S.p.A..

Conto Economico

| Milioni di euro | 2016 |
|-------------------------------------|--------------|
| Ricavi | 207 |
| Costi | 784 |
| Proventi da partecipazioni | 2.882 |
| Proventi / (Oneri) finanziari netti | (763) |
| Imposte | (178) |
| UTILE DELL'ESERCIZIO | 1.720 |

Stato Patrimoniale

| Milioni di euro | al 31.12.2016 |
|--|---------------|
| ATTIVITA' | |
| Attività non correnti | |
| Attività materiali e immateriali | 27 |
| Partecipazioni | 42.793 |
| Attività finanziarie non correnti | 2.522 |
| Altre attività non correnti | 558 |
| Totale | 45.900 |
| Attività correnti | |
| Crediti commerciali | 255 |
| Attività finanziarie correnti | 4.701 |
| Altre attività correnti | 511 |
| Disponibilità liquide e mezzi equivalenti | 3.038 |
| Totale | 8.505 |
| TOTALE ATTIVITA' | 54.405 |
| PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | |
| PATRIMONIO NETTO | |
| Passività non correnti | |
| Finanziamenti a lungo termine | 13.664 |
| Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri | 600 |
| Passività finanziarie non correnti | 3.082 |
| Altre passività non correnti | 36 |
| Totale | 17.382 |
| Passività correnti | |
| Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine | 7.157 |
| Debiti commerciali | 150 |
| Passività finanziarie correnti | 1.106 |
| Altre passività correnti | 1.694 |
| Totale | 10.107 |
| TOTALE PASSIVITA' | 27.489 |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA' | 54.405 |

Corporate governance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 dal titolo “Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica” e successive modifiche, ha introdotto la responsabilità amministrativa a carico della società per alcuni specifici reati (es. concussione, corruzione nei confronti di un pubblico ufficiale per un atto d’ufficio o contrario ai doveri d’ufficio, reati societari, ecc.) commessi, sia in Italia che all’estero, da persone fisiche che rivestono funzioni di rappresentanza, amministrazione, direzione, gestione o controllo della società o da persone fisiche sottoposte alla loro direzione o vigilanza.

Il 19 dicembre 2002 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato il recepimento del “Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001” approvato e varato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. il 23 luglio 2002 (e successivamente integrato, aggiornato e modificato), in attuazione di quanto previsto dall’art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001 e nominato il Compliance Officer, organismo di vigilanza sul funzionamento e l’osservanza del modello, dotato di autonomi poteri, di iniziativa e di controllo.

Con decorrenza 8 febbraio 2012 ed in attuazione del Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001, il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha costituito, in sostituzione del Compliance Officer monocratico, l’Organismo di Vigilanza 231 di e-distribuzione S.p.A.- che, al pari del precedente Compliance Officer monocratico, ha la funzione di vigilare sul funzionamento e sull’osservanza del Modello e per tale scopo è dotato di autonomi poteri di iniziativa e controllo. In data 24 luglio 2017 è stato nominato il nuovo Organismo di Vigilanza 231 composto da un membro esterno, dal responsabile di Audit della Società e dal responsabile Compliance della funzione Legal and Corporate Affairs.

Scopo del Modello è la costruzione di un sistema strutturato e organico di procedure nonché di attività di controllo, da svolgersi anche in via preventiva (controllo ex ante), volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reati contemplate dal Decreto, in particolare, mediante l’individuazione delle “Aree di attività a Rischio” e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello in questione è costituito da una “Parte Generale” e da singole “Parti Speciali” predisposte per le diverse tipologie di reato contemplate nel Decreto Legislativo n. 231/2001 e che il Modello stesso intende prevenire.

Il Modello prevede l’individuazione e la proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto Legislativo n. 231/2001 a cui si accompagna un’azione di monitoraggio che permetta di intervenire tempestivamente per prevenire o contrastare la commissione dei reati stessi.

Il Modello viene sistematicamente aggiornato per recepire le eventuali innovazioni legislative nel frattempo intervenute in materia di responsabilità amministrativa delle società, per adeguarlo in funzione dell’esperienza concreta maturata riguardo alla sua applicazione, nonché in relazione all’evoluzione aziendale.

Codice etico

La consapevolezza dei risvolti sociali e ambientali che accompagnano le attività svolte dalla Società, unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli stakeholder quanto dalla buona reputazione della Società stessa (sia nei rapporti interni sia verso l'esterno), hanno ispirato l'adozione del Codice Etico, approvato dal Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. in data 16 aprile 2002. Gli aggiornamenti del Codice Etico (marzo 2004, settembre 2009, febbraio 2010 e dicembre 2013) da parte di Enel S.p.A. sono vincolanti per e-distribuzione S.p.A. poiché il Codice è espressivo degli impegni e delle responsabilità etiche assunti da tutti i collaboratori delle Società del Gruppo Enel nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione

In data 5 settembre 2006 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato l'adozione del "Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione" (cosiddetto "Piano TZC", approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A. nel mese di giugno 2006), confermando l'impegno del Gruppo, già descritto nel Codice Etico e nel Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, al fine di assicurare condizioni di correttezza e di trasparenza nella conduzione degli affari e delle attività aziendali, a tutela della propria posizione ed immagine, delle aspettative dei propri azionisti, di tutti gli altri stakeholder del Gruppo e del lavoro dei propri dipendenti.

Il presente piano non sostituisce né si sovrappone al Codice Etico e al Modello Organizzativo ex D.Lgs 231/2001, ma rappresenta un approfondimento relativo al tema della "corruzione" (non solo nei confronti della Pubblica Amministrazione) ed è immediatamente applicabile in Italia e all'estero.

Politica sui Diritti Umani

La Società ha adottato nel corso del 2013 una politica sui diritti umani che, nel recepire le "Linee Guida su Business e Diritti Umani" dettate dall'ONU, rafforza e approfondisce gli impegni già sanciti dal Codice Etico, dal Modello 231 e dal Piano "Tolleranza Zero alla Corruzione" sulle tematiche legate ai diritti umani.

Responsabile della Conformità

In data 23 dicembre 2015 il Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. ha deliberato la costituzione dell'organo collegiale "Responsabile di Conformità" composto dal responsabile Audit Global Infrastructure and Networks, dal responsabile Legal and Corporate Affairs di e-distribuzione e dal responsabile Legal and Corporate Affairs Italia. Al "Responsabile della Conformità" è stato conferito ogni più ampio potere con riguardo allo svolgimento dei compiti allo stesso attribuiti dalla normativa unbundling.

Relazioni

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell' art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'azionista unico della
e-distribuzione S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. (la Società), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2017, dal conto economico, dal prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note di commento al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2017, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che tuttavia non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Gli amministratori della e-distribuzione S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2017, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2017 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2017 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c.2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 5 aprile 2018

EY S.p.A.



Alessandro Fischetti
(Socio)

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2017 della e-distribuzione S.p.A., società appartenente al Gruppo Enel e operante sotto la direzione e coordinamento di Enel S.p.A.. Relazione redatta ai sensi dell'art. 2429, comma 2, del codice civile.

Signori Azionisti,

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle "Norme di comportamento del Collegio Sindacale – Principi di comportamento del Collegio Sindacale di società non quotate" emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

▪ *Conoscenza della Società e valutazione dei rischi*

Dato atto della conoscenza che il Collegio Sindacale ha in merito alla tipologia dell'attività svolta e alla struttura organizzativa e contabile, tenendo conto delle dimensioni e delle problematiche della Società, si conferma che la pianificazione dell'attività di vigilanza è stata attuata mediante il positivo riscontro di quanto già conosciuto ed in base alle informazioni acquisite nel tempo.

È quindi possibile confermare che:

- l'attività tipica svolta dalla Società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto dall'oggetto sociale;*
- l'assetto organizzativo è rimasto sostanzialmente invariato;*
- la Società ha operato nel 2017 in termini confrontabili con gli esercizi precedenti e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dei precedenti esercizi.*

La presente relazione riassume quindi l'attività concernente l'informativa prevista dall'articolo 2429, comma 2, c.c. e più precisamente:

- sui risultati dell'esercizio sociale;*
- sull'attività svolta nell'adempimento dei doveri previsti dalla legge;*
- sulle osservazioni e sulle proposte in ordine al bilancio;*
- sull'eventuale ricevimento di denunce da parte dei Soci di cui all'articolo 2408 c.c..*

Le attività svolte dal Collegio Sindacale hanno riguardato l'intero esercizio, nel corso del quale sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'articolo 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali.

▪ *Attività svolte*

Durante le verifiche periodiche, il Collegio Sindacale ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla Società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi monitorati con periodicità costante.

Il Collegio Sindacale ha periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale della Società e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze postulate dall'andamento della gestione. I rapporti con le persone operanti nella citata struttura – Amministratori e Responsabili di Funzione – si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati.

Le informazioni richieste dall'articolo 2381, comma 5, c.c., sono state fornite dall'Amministratore Delegato con periodicità in occasione delle riunioni programmate del Consiglio di Amministrazione.

In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il Collegio Sindacale può affermare che:

- *le decisioni assunte dai Soci e dal Consiglio di Amministrazione sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- *sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società;*
- *le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge ed allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'Assemblea dei Soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;*
- *non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della Società (nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione, nella Politica sui Diritti Umani e nel Modello di Organizzazione e Gestione ex D.Lgs. n. 231/2001), né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione. Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della Ernst & Young S.p.A., soggetto incaricato della revisione legale dei conti, e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione. Con riguardo alla società di revisione, è stata verificata la sussistenza delle condizioni previste dall'articolo 8 dell'Accordo Quadro stipulato con Enel S.p.A. (in materia di revisione dei corrispettivi) e dalla vigente procedura aziendale in relazione alla integrazione dei compensi*

- dovuti alla Ernst & Young S.p.A. per eventi non preventivati collegati alle attività di revisione legale del bilancio di esercizio e ad altre attività di verifica addizionali. Si sono svolti incontri con il Preposto alla Funzione di Controllo Interno e con l'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/2001 e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione, anche in considerazione dei procedimenti in essere;*
- *nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la segnalazione nella presente relazione;*
 - *non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;*
 - *nel corso dell'esercizio non è stato richiesto al Collegio Sindacale il rilascio di pareri previsti dalla legge.*

▪ ***Osservazioni e proposte in ordine al bilancio ed alla sua approvazione***

La Società, optando per l'esenzione da consolidamento prevista dal paragrafo 4(a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato. Il bilancio consolidato viene redatto da Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata.

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 di e-distribuzione S.p.A. è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione, è stato predisposto in conformità ai principi contabili internazionali ed alle interpretazioni di riferimento - definiti quali "IFRS/EU" - ed è costituito dal Conto Economico, dal Prospetto dell'Utile (Perdita) Complessivo rilevato nell'esercizio, dallo Stato Patrimoniale, dal Prospetto delle Variazioni del Patrimonio Netto, dal Rendiconto Finanziario e dalle relative Note di Commento. Il bilancio è corredato dalla Relazione sulla Gestione predisposta secondo quanto previsto dall'articolo 2428 del codice civile.



R

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

La revisione legale è affidata alla Ernst & Young S.p.A. che ha predisposto la propria relazione ex art. 14 D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, relazione che non evidenzia rilievi – anche con riferimento alla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio e alla conformità della stessa alle norme di legge - per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

È stato esaminato il progetto di bilancio, in merito al quale vengono fornite ancora le seguenti ulteriori informazioni:

- i criteri di valutazione delle poste dell'attivo e del passivo sono stati controllati e non sono risultati sostanzialmente diversi da quelli adottati negli esercizi precedenti;*
- è stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, alla sua generale conformità alla legge ed ai principi contabili di riferimento in relazione alla sua formazione e struttura; a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;*
- è stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della Relazione sulla Gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;*
- è stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del Collegio Sindacale ed a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni;*

- è stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nelle Note di Commento, nelle quali sono stati evidenziati, tra l'altro, i rapporti con le parti correlate, gli impegni contrattuali e le garanzie, le politiche di gestione dei rischi finanziari, i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio, nonché i dati dell'ultimo bilancio approvato dalla società capogruppo (Enel S.p.A.) che esercita l'attività di direzione e coordinamento.

▪ **Conclusioni**

Considerando le risultanze dell'attività svolta dalla Ernst & Young S.p.A. - soggetto incaricato della revisione legale dei conti - contenute nella relazione di revisione del bilancio, sulla base di quanto sopra esposto e per quanto è stato portato a conoscenza del Collegio Sindacale ed è stato riscontrato dai controlli periodici svolti, si ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte Vostra del progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017 così come è stato redatto e Vi è stato proposto dal Consiglio di Amministrazione. Il Collegio Sindacale propone all'Assemblea di approvare il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio di Euro 1.332.212.942.

Roma, 5 aprile 2018

Il Collegio Sindacale

Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)

Dott.ssa Raffaella Pagani (Sindaco Effettivo)

Prof. Pier Paolo Singer (Sindaco Effettivo)



e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Ombrone 2, 00198

Registro delle Imprese di Roma

C.F. e P.I. 05779711000

R.E.A. 922436

Capitale Sociale 2.600.000.000 Euro i.v.

Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.