

Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2019



Indice

Organi sociali.....	5
Relazione sulla gestione.....	7
L'esercizio 2019 in sintesi	8
Eventi di rilievo del 2019	11
Quadro normativo e tariffario.....	14
Andamento operativo	26
Investimenti	50
Politica ambientale	52
Risorse umane	57
Risultati economico-finanziari.....	66
Prevedibile evoluzione della gestione	79
Altre informazioni	81
Proposte all'Assemblea.....	82
Bilancio d'esercizio	84
Conto Economico.....	84
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio	85
Stato Patrimoniale.....	86
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	88
Rendiconto finanziario.....	89
Note di commento	90
1. Forma e contenuto del Bilancio	90
2. Principi contabili e criteri di valutazione	91
3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni	119
4. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative.....	121
Informazioni sul Conto Economico	125
5. Ricavi.....	125
6. Altri proventi operativi	133
7. Materie prime e materiali di consumo	135
8. Servizi	135
9. Costo del personale	137
10. Ammortamenti e impairment.....	139
11. Altri costi operativi.....	140
12. Costi per lavori interni capitalizzati.....	141
13. Proventi da partecipazioni.....	142
14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	142
15. Proventi/(Oneri) finanziari	142
16. Imposte	143

Informazioni sullo Stato Patrimoniale	145
17. Immobili, impianti e macchinari	145
18. Leasing operativo	149
19. Attività immateriali.....	151
20. Attività per imposte differite.....	153
21. Partecipazioni	154
22. Derivati.....	155
23. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	156
24. Altre attività non correnti	157
25. Rimanenze.....	158
26. Crediti commerciali	158
27. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.....	162
28. Crediti per imposte sul reddito	163
29. Altri crediti tributari	163
30. Crediti finanziari e titoli a breve termine.....	164
31. Altre attività finanziarie correnti	165
32. Altre attività correnti	165
33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti.....	166
34. Patrimonio netto.....	167
35. Finanziamenti	171
36. TFR e altri benefici relativi al personale.....	171
37. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi).....	176
38. Altre passività non correnti.....	178
39. Debiti commerciali	179
40. Passività contrattuali.....	180
41. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.....	181
42. Debiti per imposte sul reddito	181
43. Altri debiti tributari	182
44. Altre passività finanziarie correnti	182
45. Altre passività correnti.....	183
46. Strumenti finanziari	185
47. Risk management.....	197
48. Derivati e Hedge Accounting	204
49. Fair value measurement	210
50. Operazioni con le parti correlate	213
51. Impegni contrattuali e garanzie	218
52. Attività e Passività potenziali.....	219
53. Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017	223
54. Principi contabili di futura applicazione	224
55. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	225
56. Compensi alla Società di Revisione.....	227

57.	Attività di direzione e coordinamento	228
Corporate governance		230
Relazioni.....		233
	Relazione della Società di Revisione	234
	Relazione del Collegio Sindacale.....	238

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Amministratore Delegato</i> Vincenzo Ranieri	<i>Presidente</i> Cinzia Bonfantoni	<i>Consigliere</i> Angelo Scipioni
---	---	--

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

EY S.p.A.

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2019 in sintesi

e-distribuzione S.p.A. nel 2019 ha distribuito energia elettrica attraverso le sue reti per complessivi 224,2 TWh (226,5 TWh dato aggiornato 2018) rivolgendosi a circa 31,47 milioni di clienti del mercato finale (libero, salvaguardia e maggior tutela).

Si registra un decremento dell'energia distribuita dell'1% rispetto all'anno precedente, in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2019, è stata pari a 319,6 TWh rispetto ai 321,4 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2018). Tale diminuzione riflette essenzialmente la riduzione della domanda di energia elettrica distribuita ai clienti in media tensione (-1,2 TWh) e ai clienti in alta tensione (-1 TWh). Stabile la domanda di energia elettrica ai clienti in bassa tensione.

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione S.p.A. con la gestione di 5,4 milioni di Switching di cui:

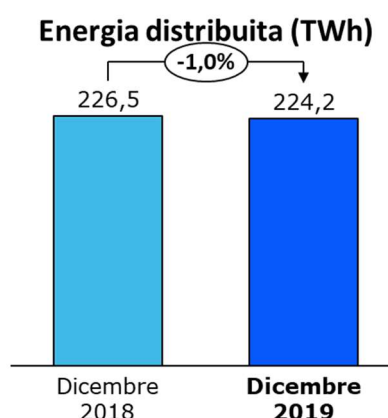
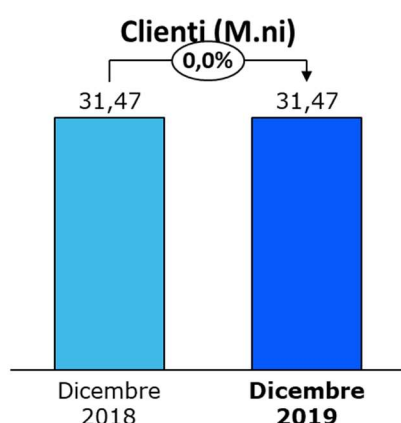
- Il 34,3% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- Il 1,7% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- Il 64% di Switching nel Mercato Libero

Si è determinato un passaggio di circa 2,1 milioni di ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

Nel corso del 2019 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 4,41 GW (+ 3,52% rispetto al 2018) di cui:

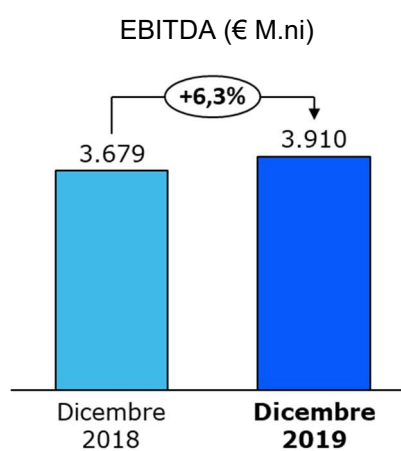
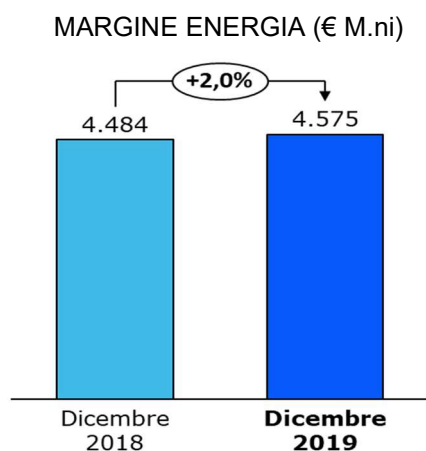
- 2,84 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 2,77 GW per contributi a forfait e 0,07 GW per contributi a preventivo);
- 1,57 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,38 GW per contributi a forfait e 0,19 GW per contributi a preventivo).

La dinamica delle connessioni dei produttori nel 2019 ha fatto registrare una potenza connessa di 0,75 GW con un aumento del 4% rispetto all'anno precedente (0,72 GW nel 2018).

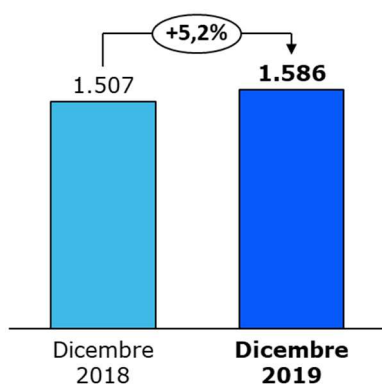


Dati di sintesi

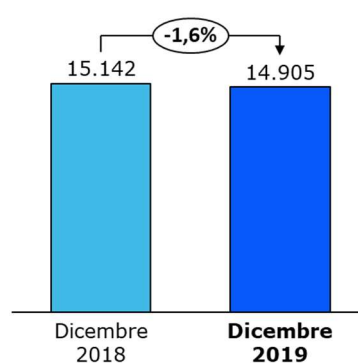
Di seguito i principali indicatori di performance della società e-distribuzione, di cui si rinvia alla successiva sezione “Risultati economico - finanziari” per la definizione e i criteri di determinazione:



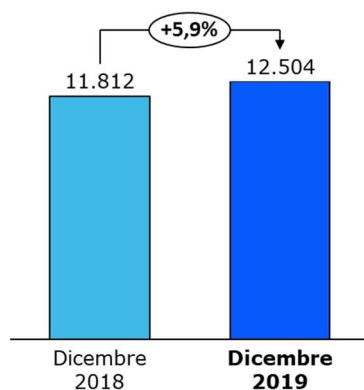
RISULTATO NETTO (€ M.ni)



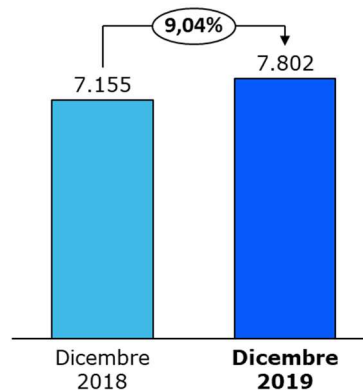
CONSISTENZA DEL PERSONALE (N.)



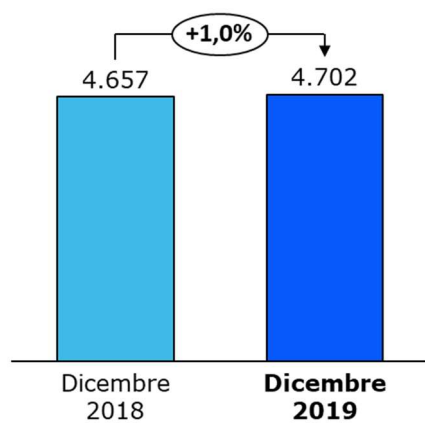
CAPITALE INVESTITO NETTO (€ M.ni)



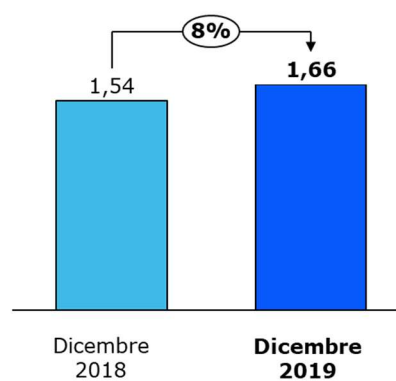
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€ M.ni)



PATRIMONIO NETTO (€ M.ni)



INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO (%)



Eventi di rilievo del 2019

Febbraio

Accordo per il rilegamento in fibra ottica delle cabine elettriche con Open Fiber S.p.A.

In data 18 febbraio 2019 il Consiglio di Amministrazione ha autorizzato la stipula del contratto con Open Fiber S.p.A. avente ad oggetto:

- il rilegamento delle cabine (sia primarie che secondarie) in fibra ottica con costituzione del relativo IRU (diritto di uso esclusivo di durata ventennale concesso da Open Fiber a e-distribuzione), per esigenze di connettività relativa al servizio elettrico di distribuzione e misura dell'energia elettrica;
- l'impegno da parte di Open Fiber a garantire il servizio di manutenzione ordinaria e straordinaria sulle fibre ottiche oggetto di IRU.

Il contratto per il rilegamento cabine in fibra ottica avrà validità di 5 anni a partire dalla data di sottoscrizione dello stesso e alla scadenza, o in caso di recesso o di risoluzione dello stesso, l'IRU già concessa e il servizio di manutenzione riferito alla rete oggetto dell'IRU stesso continuerà ad avere efficacia per tutta la durata residua, così come le obbligazioni reciproche.

L'accordo consentirà alla Società di ottimizzare sia la tempistica del rilevamento dati che i costi per la gestione di tale attività.

Giugno

Accordo di earn-out con APG e Ardian

In occasione della cessione del capitale sociale detenuto da e-distribuzione in Rete Gas (ora 2i Rete Gas S.p.A., di seguito "Rete Gas" o la "Società"), che ha avuto luogo in due tranches, nel 2009 e nel 2013, a favore di due veicoli societari partecipati da F2i SGR S.p.A. ("F2i") e Finavias/Axa Infrastructure ("Ardian"), sono stati sottoscritti degli accordi di earn-out a favore di e-distribuzione.

Tali accordi prevedono la retrocessione ad e-distribuzione di una parte dei proventi generati dall'eventuale dismissione da parte delle due società acquirenti, nel caso in cui il tasso di rendimento dell'investimento (IRR) superi il 12%. In particolare, gli accordi stabiliscono che l'ammontare dell'earn-out spettante ad e-distribuzione cresca in funzione del rendimento complessivo, tenendo conto di ciascun disinvestimento realizzato entro le date di scadenza contrattuale (i.e. 2024 e 2028). Inoltre, la quantificazione dell'earn-out dovuto e il relativo pagamento possono essere effettuati solo alle suddette date di scadenza o, se precedenti, alle date in cui si realizza la cessione totale delle quote di Rete Gas da parte delle società acquirenti originarie. Gli accordi prevedono altresì che, nel caso in cui entro le date di scadenza contrattuale non si realizzi una dismissione anche parziale, non sarà dovuto alcun earn-out.

Nel marzo 2018, Ardian ha comunicato ad e-distribuzione di aver realizzato la cosiddetta “Operazione Chrysalis”, che ha comportato attraverso trasferimenti diretti ed indiretti, la cessione di una parte delle azioni della Società, corrispondenti complessivamente a circa il 20%, al Gruppo APG.

In data 26 giugno 2019 è stato sottoscritto un accordo finalizzato all’anticipata e forfettaria liquidazione degli earn-out per la quota parte del capitale sociale di Rete Gas oggetto dell’Operazione Chrysalis che ha previsto il pagamento immediato di un ammontare forfetario pari a 50,5 milioni di euro (ripartito in quattro rate annuali) da parte delle società Fininfra S.A e AXA Infrastructure Investissement s.a.s, appartenenti rispettivamente al gruppo APG e al gruppo Ardian, che hanno agito da accollanti nei confronti di Rete Gas.

Novembre

Rinnovo dell’adesione al “Consolidato Fiscale Nazionale” per il triennio 2019 – 2021

In seguito alla delibera del Consiglio di Amministrazione del 12 novembre 2019, e-distribuzione S.p.A. ha confermato l’adesione al “Consolidato Fiscale Nazionale” per l’esercizio relativo al triennio 2019-2021, tacitamente rinnovabile per i trienni successivi, salvo revoca.

Presentazione della Relazione annuale sul sistema di gestione e controllo del rischio fiscale nell’ambito del regime di Adempimento Collaborativo

Nel corso del Consiglio di Amministrazione del 15 novembre 2019, è stata presentata la Relazione annuale sul sistema di gestione e controllo del rischio fiscale nell’ambito del regime di Adempimento Collaborativo (cd. *Cooperative Compliance*), introdotto in Italia con il D.Lgs. n. 128/2015, che ha consentito alla Società di avviare un percorso di interlocuzione costante e preventiva con l’Amministrazione Finanziaria, al fine di pervenire ad una comune valutazione delle situazioni suscettibili di generare rischi fiscali.

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.

Conferimento ramo d'azienda “Enel Italia” da Enel S.p.A. ad Enel Italia S.r.l.

In data 19 dicembre 2019 è stato sottoscritto l'accordo con cui la società Enel S.p.A. ha conferito a favore della società Enel Italia S.r.l. il ramo d'azienda “Enel Italia” comprendente, tra l'altro, alcune partecipazioni italiane e, tra esse, il 100% del capitale posseduto nella società e-distribuzione S.p.A. Gli effetti del conferimento decorrono dal 1° gennaio 2020.

Distribuzione di riserva su utili

In data 19 dicembre 2019 il Consiglio di Amministrazione ha approvato l'erogazione in favore dell'azionista unico Enel S.p.A. di un dividendo nella misura di euro 1.507.220.000,00 prelevato dalla riserva “Utili portati a nuovo”.

Il pagamento è stato effettuato con valuta 31 dicembre 2019.

Quadro normativo e tariffario

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 (di seguito ARERA o 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 anni 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 è stata introdotta dall'Autorità proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Sulla base di quest'ultima 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, nonché la restituzione al 2019 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del terzo e del quarto periodo regolatorio. Inoltre, l'Autorità 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 ha previsto, 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.

In linea con i criteri della delibera n. 654/2015/R/eel, l'Autorità ha approvato con delibera n.76/2019/R/eel le tariffe di riferimento definitive per l'attività di distribuzione dell'anno 2018, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017.

Con la delibera n. 117/2019/R/eel, l'Autorità ha pubblicato poi le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di distribuzione dell'energia elettrica per l'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2018. Secondo le previsioni del TIT 2016-2019, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2019, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, saranno pubblicate nei primi mesi dell'anno 2020.

Il 27 dicembre 2019 l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 568/2019/R/eel, con la quale ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura relativa al secondo sottoperiodo (NPR2), in vigore dal 1° gennaio 2020 per una durata di quattro anni (2020-2023), pubblicando il nuovo TIT 2020-2023.

Nel TIT 2020-2023 l'Autorità ha sostanzialmente confermato il quadro regolatorio generale preesistente per quanto riguarda la remunerazione del capitale e degli ammortamenti, apportando però alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei costi operativi.

In particolare, si segnala che i costi operativi sostenuti per eventi meteorologici eccezionali saranno remunerati nelle tariffe 2020-2023 includendo nell'anno base la media del triennio 2016-2018 di tali costi; inoltre, a partire dall'anno tariffario 2020 sarà attivato lo *sharing* del 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori al servizio elettrico, per gli operatori per cui tali ricavi netti superino lo 0,5% del ricavo ammesso complessivo a copertura dei costi per il servizio di distribuzione.

Con riferimento alla determinazione e aggiornamento del livello dei costi operativi riconosciuti, l'Autorità ha confermato la ripartizione simmetrica delle extra efficienze, nonché la restituzione al 2023 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente alle imprese nel corso del NPR1. Inoltre, l'Autorità ha fissato all'1,3% l'*X-factor* utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa per l'attività di distribuzione.

L'Autorità ha inoltre previsto un meccanismo che riconosce i crediti per corrispettivi di rete se nell'ambito di un triennio il credito cumulato supera una soglia pari allo 0,75% dei ricavi ammessi. Il riconoscimento è al netto di una franchigia del 10% da calcolare sul valore del credito da reintegrare. Il meccanismo di dettaglio verrà definito con successivo provvedimento, da adottarsi entro il 30 aprile 2020.

Il TIT del periodo 2020-2023 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, al netto del 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico;
- 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.

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 stabilito, per un periodo di validità di sei anni (2016-2021), la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC), prevedendo un meccanismo di aggiornamento a metà periodo in funzione dell'andamento congiunturale macroeconomico. A tal riguardo, con delibera n. 639/2018/R/com l'Autorità ha fissato il valore del WACC per le attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, valido per il triennio 2019-2021, pari al 5,9%, in rialzo dello 0,3% rispetto il 5,6% valido per il triennio 2016-2018.

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), aggiornato con la delibera n.458/2016/R/eel.

Inoltre, ARERA con la delibera n. 76/2019/R/eel ha aggiornato le tariffe di riferimento definitive per l'attività di misura dell'anno 2018, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017.

Con la delibera n. 117/2019/R/eel, l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'attività di misura dell'energia elettrica per l'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2018. Secondo le previsioni del TIT 2016-2019, le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2019, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, saranno pubblicate nei primi mesi dell'anno 2020.

ARERA con la delibera n. 568/2019/R/eel, ha approvato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura relativa al secondo sottoperiodo (NPR2), in vigore dal 1° gennaio 2020 per una durata di quattro anni (2020-2023), aggiornando il TIME in continuità con quanto previsto nel precedente semiperiodo NPR1, ovvero prevedendo un meccanismo di perequazione dei ricavi di misura volto a garantire a ciascuna impresa distributrice la copertura dei ricavi riconosciuti.

Con la delibera n. 568/2019/R/eel l'Autorità ha inoltre introdotto disposizioni per la valorizzazione del capitale investito netto per il servizio di misura in occasione di processi di aggregazione tra le imprese distributrici introdotti dall'art. 31 del TIT.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di misura intelligenti di seconda generazione

Con la delibera n. 409/2019/R/eel l'ARERA, visti i risultati estremamente positivi della campagna di monitoraggio delle *performance* di comunicazione tra i contatori di seconda generazione (2G) e i dispositivi utente lungo la cosiddetta *Chain 2*, richiesta dalla stessa Autorità nell'ambito della procedura di approvazione del Piano di messa in servizio dello *smart metering* 2G di e-distribuzione, ha concluso il procedimento (avviato con la delibera n. 289/2017/R/eel) per la definizione di eventuali requisiti aggiuntivi relativi alla "versione 2.1" dei contatori 2G, prevedendo di non introdurre nuovi requisiti funzionali. In particolare, ARERA ha ritenuto non necessario un requisito di obbligatorietà di un canale complementare per la *Chain 2*.

La delibera n. 306/2019 ha aggiornato, per il triennio 2020-2022, le direttive per la predisposizione, da parte delle altre imprese distributrici, dei piani di messa in servizio dei misuratori 2G, e definito le penalità per il mancato rispetto dei livelli attesi di *performance* dei sistemi 2G previsti dalla delibera n. 87/2016/R/eel. L'eventuale penalità relativa alle performance viene stabilita pari allo 0,2% dell'investimento annuo per l'installazione dei contatori, per ogni punto percentuale di mancato raggiungimento dei livelli attesi di prestazione L-1.01 (disponibilità giornaliera al SII delle curve quartorarie, entro 24 ore del giorno successivo per il 95% dei punti di prelievo) o L-1.02 (tasso di successo delle operazioni commerciali in telegestione entro 4 ore dalla richiesta $\geq 94\%$). Il meccanismo di applicazione delle penalità si applicherà dopo i primi tre anni di "osservazione" dall'avvio del piano di installazione dei contatori 2G quindi, per e-distribuzione dal 1° gennaio 2020.

Successivamente, con la determina n. 7/2019 l'Autorità ha fornito le istruzioni tecniche per il calcolo degli indicatori di performance, introducendo alcune cause di esclusione da considerare per il calcolo delle penali.

Sempre in tema di contatori 2G, con la delibera n. 479/2019/R/eel l'Autorità ha introdotto un "servizio informativo dati tecnici" per le controparti commerciali finalizzato, a consentire la consultazione nel SII (prima della contrattualizzazione del cliente) di alcune informazioni tecniche inerenti il tipo di contatore installato e relativo trattamento delle misure (orarie o meno).

Con la stessa delibera l'Autorità ha centralizzato nel SII anche i flussi informativi inerenti i dati storici e i dati funzionali alla gestione del cambio fornitore, completando così il percorso di razionalizzazione e centralizzazione dei flussi standard inerenti la misura, avviato con la delibera n. 700/2017/R/eel.

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. 568/2019/R/eel l'Autorità ha emanato il "Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC)" per il periodo 2020-2023. Il provvedimento ha aggiornato la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Con la delibera n. 564/2018/R/eel, ARERA ha aggiornato il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), al fine di integrarne le previsioni per le modalità di determinazione dei corrispettivi a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione alle reti di distribuzione di media e alta

tensione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili o cogenerativi ad alto rendimento.

Inoltre, con la successiva delibera n. 592/2018/R/eel, il TICA viene ulteriormente aggiornato al fine di recepire le previsioni contenute nel Regolamento UE 2016/631 della Commissione europea, del 14 aprile 2016, RfG (*Requirements for Generators*), con particolare riferimento alle condizioni tecniche per l'attivazione della connessione degli impianti di produzione in alta tensione.

Inoltre, l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 149/2019/R/eel, con la quale vengono definite le tempistiche per l'applicazione delle nuove edizioni delle norme del Comitato Elettrotecnico Italiano, CEI 0-16 e CEI 0-21, trasmesse dallo stesso Comitato all'ARERA il 15 aprile 2019 a valle della conclusione del processo di inchiesta pubblica delle due normative.

Infine, con delibera n. 185/19 del 6 giugno 2019 l'ARERA ha approvato gli impegni presentati da e-distribuzione chiudendo, senza irrogazione di sanzione e senza accertamento di infrazione, il procedimento in materia di saturazione virtuale della rete avviato con determina 40/17. Gli impegni assunti prevedono il versamento di una penalità di euro 1 milione a favore della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), destinata a finanziare il Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate di cui all'art. 50 del TIT, l'invio di solleciti al produttore e richieste di informazioni alla Pubblica Amministrazione in caso di inerzia del richiedente la connessione, la rappresentazione grafica del livello di saturazione delle Cabine Primarie sul sito web di e-distribuzione, la formazione del personale della Società sulle misure introdotte con gli impegni e il controllo a campione e segnalazione all'Audit in caso di gravi violazioni riscontrate.

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, con la delibera n. 377/2015/R/eel, l'ARERA ha completato la disciplina di riferimento, rivedendo i fattori percentuali convenzionali di perdita a decorrere dal 1° gennaio 2016 ed il meccanismo di perequazione delle perdite da applicare alle imprese di distribuzione a partire dall'anno 2015. In particolare, tale meccanismo di perequazione tiene in considerazione la diversificazione territoriale delle perdite sulle reti di distribuzione.

Nella delibera n. 677/2018/R/eel, l'Autorità ha confermato per l'anno 2019 i valori dei fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai prelievi, alle immissioni e alle interconnessioni tra reti e ha avviato un procedimento per il perfezionamento della disciplina delle perdite, con particolare riferimento al meccanismo di perequazione delle medesime applicato alle imprese di distribuzione. Con la delibera n. 559/2019/R/eel, l'Autorità ha confermato anche per l'anno 2020 i valori dei fattori percentuali convenzionali di perdita e ha fissato al 30 maggio 2020 il termine per la conclusione del procedimento avviato con la delibera n. 677/2018/R/eel.

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.

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC)

La delibera n. 231/14/R/com 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/R/com, ha essenzialmente confermato le previgenti disposizioni disciplinate dalla delibera n. 231/14/R/com.

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.

Con la delibera n. 426/2018/R/eel l'Autorità ha aggiornato e pubblicato il nuovo Registro delle RIU (Reti interne di utenza), approvato con la precedente delibera n.788/2016/R/eel, introducendo ulteriori semplificazioni in materia di Reti Interne di Utenza e Sistemi Semplici di Produzione e Consumo.

Con riferimento agli ASDC (Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi), con la delibera n.427/2018/R/eel viene differito ulteriormente, al 30 settembre 2018, il termine entro il quale i gestori di potenziali Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) possono presentare la dichiarazione per il riconoscimento ad ARERA. Inoltre, con il medesimo provvedimento, l'Autorità prevede che la mancata presentazione della dichiarazione di ASDC entro il 30 settembre 2018 faccia decadere il diritto al riconoscimento.

Con la delibera n. 530/2018/R/eel, ARERA ha istituito il primo Registro degli ASDC, aggiornato con le successive delibere n. 613/2018/R/eel e n. 680/2018/R/eel; in particolare con tale ultimo provvedimento viene prorogata l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasporto e dispacciamento previste dal TISDC, dall'1 gennaio 2019 all'1 luglio 2019.

La successiva delibera n. 269/2019/R/eel ha aggiornato l'elenco degli ASDC e ha posticipato dal 1° luglio 2019 al 1° gennaio 2020 le decisioni in merito all'inserimento nel registro ASDC delle reti elettriche dei porti di Civitavecchia, Fiumicino e Gaeta. La delibera n. 558/2019/R/eel ha infine posposto al 1 gennaio 2021 – per le reti portuali e aeroportuali che vengono inserire nel registro ASDC - la data di applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC.

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 del 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.

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 ha introdotto 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 strutture tariffarie

Con la 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 relativa ai clienti domestici.

Per gli oneri generali di sistema è stato, invece, previsto per il 2017 un primo intervento finalizzato a diminuire l'effetto di progressività. La riforma sugli oneri di sistema, che sarebbe dovuta entrare a regime dal 1° gennaio 2018 con il completo abbandono della struttura progressiva, è stata prorogata dall'Autorità con le delibere n. 867/2017/R/eel e n. 626/2018/R/eel al 31 dicembre 2019. Con la delibera n.572/2019/R/com l'Autorità ha proceduto al completamento della riforma sugli oneri di sistema con applicazione dal 1° gennaio 2020.

Con la delibera n. 922/2017/R/eel l'Autorità ha implementato a partire dal 1° gennaio 2018 la riforma della struttura degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici in attuazione della legge n.21 del 25 febbraio 2016.

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, con decorrenza 1° gennaio 2018, 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.

Maxi Conguagli

In conseguenza della Legge di bilancio di previsione 2018 (legge 27 dicembre 2017, n. 205), che in relazione ai c.d. "Maxi conguagli" ha introdotto nei settori elettrico, gas e servizio idrico il diritto alla prescrizione del corrispettivo in due anni, l'Autorità con la delibera n. 97/2018/R/com ha fornito le indicazioni necessarie a garantire la prima applicazione della norma, individuando ambito e modalità di applicazione dei soli obblighi informativi, da parte del venditore verso il cliente, circa il diritto di avvalersi della prescrizione nei casi di fatture di conguaglio superiori a due anni, fermo restando l'ambito di applicazione della norma. Con il suddetto provvedimento, l'Autorità ha altresì avviato un procedimento finalizzato ad approfondire gli aspetti operativi funzionali alla corretta applicazione della Legge.

Inoltre, ad aprile 2018 ARERA ha stabilito, con la delibera n. 264/2018/R/com, la possibilità per il venditore, nei casi di conguagli pluriennali la cui responsabilità sia attribuita al distributore e per i quali il cliente finale abbia eccepito la prescrizione, di chiedere al distributore la rideterminazione degli importi relativi al servizio di trasporto e la conseguente restituzione delle somme precedentemente versate in eccesso attraverso la compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti.

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 fideiussioni (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.

Alcuni traders, al fine di contestare l'obbligo di dover prestare a e-distribuzione, nell'ambito dei rapporti scaturenti dal contratto di trasporto, garanzie commisurate anche agli Oneri Generali di Sistema (OGS), e di dover corrispondere tali importi al distributore anche qualora non incassati dai clienti finali, hanno intrapreso diverse azioni giudiziarie: alcune, dinanzi ai giudici amministrativi, per chiedere l'annullamento o la sospensione delle Delibere adottate dall'ARERA in materia; altre, dinanzi ai giudici civili, per ostacolare, in sede cautelare, le procedure di escussione delle fideiussioni avviate da e-distribuzione a seguito del mancato pagamento dei corrispettivi fatturati ai traders, e da questi non versati.

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. In sede civile, i giudizi cautelari si sono conclusi tutti favorevolmente per e-distribuzione, essendo stata riconosciuta la legittimità della richiesta di escussione delle fideiussioni sulla base delle clausole del contratto di trasporto, ed essendo stato escluso l'abuso di posizione dominante della società di distribuzione.

Le sentenze dei giudici amministrativi successivamente intervenute fra gennaio e novembre 2017 (TAR Lombardia 31 gennaio 2017 n.237, 238, 243 e 244, confermate dalla sentenza del Consiglio di Stato del 30 novembre 2017 n. 5620 e da ordinanza della Corte di Cassazione del 26 novembre 2019) hanno annullato le disposizioni del CADE relative all'obbligo di prestare garanzie a copertura degli oneri di sistema per la quota parte non pagata dai clienti finali.

In ottemperanza alle suddette sentenze, l'Autorità con delibera n.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 per tenere conto *ex ante* della morosità media dei clienti finali (cautelativamente fissata pari all'*unpaid ratio* riconosciuto nelle regioni del Centro Sud, dove il fenomeno della morosità si attesta su livelli mediamente superiori). Tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori. I relativi ricorsi sono ancora pendenti dinanzi al Tar Milano o al Consiglio di Stato.

L'Autorità ha inoltre emanato la delibera n. 50/2018/R/eel che introduce un meccanismo di reintegro, a favore delle imprese di distribuzione, dei crediti non recuperabili relativi agli oneri generali di sistema versati a Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e GSE, ma non incassati da venditori inadempienti, il cui contratto di trasporto è stato risolto. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016. Anche tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori e da un'associazione di consumatori, ma tutti i ricorsi sono stati rigettati e le relative sentenze sono passate in giudicato.

La delibera n. 495/2019/r/eel ha inoltre previsto entro marzo 2020 il riconoscimento degli interessi di mora relativi agli oneri di sistema richiesti a reintegro dalle imprese distributrici con l'istanza del 2018 mentre, a regime, ha previsto la sostituzione con gli interessi legali automaticamente calcolati da CSEA.

Con delibera n. 655/2018/R/eel ARERA è intervenuta integrando il CADE al fine di prevedere la risoluzione del contratto di trasporto anche in caso di mancato adeguamento delle garanzie a seguito di variazioni di fatturato/numero di clienti. Anche tale delibera è stata impugnata da un operatore e il giudizio è al momento pendente dinanzi al Tar Milano. A fronte del mancato reintegro, da parte dei traders, delle garanzie escusse, o del mancato pagamento dei corrispettivi del servizio di trasporto, e-distribuzione ha dato corso alla risoluzione di taluni contratti di trasporto, con il conseguente instaurarsi di nuovi ulteriori giudizi in sede civile, con i quali i traders contestano la risoluzione del contratto e formulano richiesta di risarcimento danni. e-distribuzione si è costituita nei giudizi indicati allo scopo di contestare le domande avversarie e per chiedere il pagamento, in via riconvenzionale, laddove necessario, del credito vantato nei confronti dei traders. Per tali giudizi, il rischio di soccombenza è considerato remoto dalla Società.

Inoltre, 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.

La Legge di bilancio di previsione 2018, già precedentemente richiamata, ha altresì esteso l'obbligo di Fatturazione Elettronica anche ai rapporti tra imprese (Business to business - B2B), con decorrenza 01/01/2019. Di conseguenza, l'Autorità con la delibera n. 712/2018/R/com, è intervenuta sul codice di rete per il servizio di trasporto dell'energia elettrica al fine di adeguare le disposizioni regolatorie con la nuova disciplina primaria.

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

L'Autorità ha pubblicato la delibera n. 566/2019/R/eel che conclude il percorso di aggiornamento del testo integrato della regolazione *output-based* della qualità dei servizi di distribuzione e misura (TIQE) per il semiperiodo di regolazione 2020-2023. Il nuovo quadro regolatorio - valido a partire dal 2020 - ha un'impronta fortemente innovativa, proponendo strumenti mirati a colmare i divari in termini di qualità del servizio ancora esistenti tra le diverse aree del Paese e sfruttare le opportunità offerte dalla digitalizzazione delle reti, seguendo un approccio «forward-looking».

La delibera n. 467/2019/R/eel ha introdotto nel TIQE una regolazione sperimentale, per il triennio 2020-2022, finalizzata all'ammodernamento delle "colonne montanti vetuste" (i.e. le colonne montanti realizzate prima del 1970, oppure costruite tra il 1970 e il 1985 con criticità individuate dal distributore) con l'obbligo, per le imprese distributrici, di effettuare un censimento delle colonne montanti vetuste presenti nelle aree di concessione entro il 30 settembre 2022.

Inoltre, a seguito dell'annullamento della deliberazione n.127/2017/R/eel da parte del Tar Lombardia, in accoglimento dell'impugnativa avanzata da e-distribuzione, l'Autorità ha avviato la consultazione per la revisione della regolazione delle interruzioni prolungate o estese. Al termine di tale consultazione, è stata emanata la delibera n. 553/2019/R/eel, che riconferma l'impianto generale dell'annullata delibera n.127/2017/R/eel (i.e. estensione degli indennizzi automatici agli utenti delle reti elettriche per interruzioni prolungate o di lunga durata, a carico degli operatori di rete, e modalità di compartecipazione fra gli stessi operatori al raggiungimento del limite delle 72 ore), introducendo però importanti contenimenti degli importi indennizzabili ad alcune tipologie di utenza.

Con la delibera n. 31/2018/R/eel, ARERA ha introdotto l'obbligo di predisposizione dei piani resilienza per tutte le imprese distributrici e di integrazione dei piani di sviluppo con sezioni dedicate all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica per le principali imprese distributrici. Inoltre, con la delibera

n.668/2018/R/eel, ARERA ha introdotto un meccanismo incentivante, di tipo premi/penali, degli investimenti finalizzati all'incremento della resilienza delle reti di distribuzione, sotto il profilo della tenuta alle sollecitazioni derivanti da eventi meteorologici estremi. Con la delibera n. 534/2019/R/eel l'Autorità ha pubblicato l'elenco degli interventi del Piano Resilienza 2019-2021 di e-distribuzione eleggibili al meccanismo premi-penali di cui alla delibera n. 668/2019/R/eel.

Infine, con delibera n.334/19 del 2 agosto 2019, l'ARERA ha approvato gli impegni presentati da e-distribuzione chiudendo, senza irrogazione di sanzione e senza accertamento di infrazione, il procedimento in materia di continuità del servizio e registrazione delle interruzioni avviato con determina 62/18. Gli impegni assunti prevedono il versamento di un contributo forfettario sul Fondo per eventi eccezionali di cui all'art. 52 del TIQE istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali pari a euro 4 milioni, lo sviluppo di due ulteriori modalità di segnalazione dei guasti tramite chatbot (EDDIE e Messenger), la standardizzazione e mappatura delle tipologie di guasto comunicate dai clienti, l'interrogazione da remoto del contatore da parte dell'operatore del SSG e la formazione del personale SSG sulle attività introdotte con gli impegni.

Scambio dati DSO - TSO

Con la delibera n. 6/2019/R/eel l'Autorità, in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione europee, ha approvato la proposta sull'organizzazione, i ruoli e le responsabilità sullo scambio dati predisposta dai TSO ai sensi del Regolamento UE 2017/1485 (*System Operation Guidelines* - SO GL).

Nel corso dell'anno 2019 Terna ha condotto la consultazione prevista dall'ARERA con la delibera n. 628/2018/R/eel, al fine di regolare lo scambio dati tra la stessa Terna, i distributori e i "significant grid user - SGU" (Produttori, Sistemi di Distribuzione Chiusi e Clienti in AT o SDC e Clienti connessi alle reti di distribuzione che forniscono servizi di flessibilità) ai sensi del Regolamento Europeo SO GL. La consultazione ha portato alla condivisione di un'architettura di scambio dati che affida ai distributori la responsabilità della raccolta in tempo reale, validazione e invio a Terna dei dati di esercizio relativi agli SGU, che dovrà essere formalizzata attraverso l'aggiornamento degli allegati al Codice di Rete di Terna. Nel corso del 2020 è prevista una nuova fase di consultazione da parte dell'Autorità, per la definizione delle responsabilità in materia di installazione, manutenzione delle apparecchiature e dei canali di comunicazione, nonché delle modalità di copertura dei costi e delle tempistiche del retrofit del parco di generazione distribuita esistente.

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 guida per il funzionamento del meccanismo dei TEE. Il decreto interministeriale del 10 maggio 2018 ha modificato e aggiornato il decreto del 2017 sopracitato, introducendo, fra

le altre misure, un tetto al contributo tariffario destinato ai soggetti obbligati, a copertura dei costi sostenuti in esecuzione agli obblighi di efficienza.

ARERA ha fissato il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2017, con la determina n. 4 del 22 giugno 2018, e ha aggiornato le regole di definizione del contributo tariffario ai sensi del citato decreto del 10 maggio 2018, con delibera n. 487/2018/R/efr. Contro i suddetti provvedimenti dell'Autorità e contro il decreto correttivo del 10 maggio 2018, e-distribuzione ha proposto ricorso dinanzi al Tar contestando alcune disposizioni, in essi contenute, in grado di pregiudicare il recupero dei costi sostenuti in esecuzione agli obblighi di efficienza.

Con la delibera n. 209/2019/R/efr, l'Autorità ha adottato una modifica relativa alla quantità di titoli scambiati tramite accordi bilaterali da considerare nell'ambito della formula di calcolo del contributo tariffario, che viene corrisposto ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico.

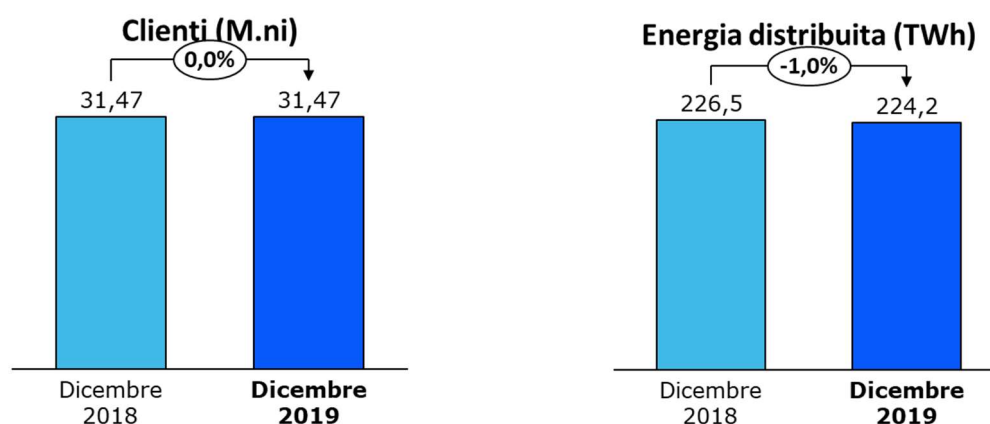
Con la determina n. 4/2019 – DMRT, l'Autorità ha determinato l'importo del contributo tariffario unitario per l'anno d'obbligo 2018, posto pari a 248,89 Euro a titolo.

Con sentenza n. 2538/2019 pubblicata il 28 novembre 2019, il Tar Lombardia ha accolto i ricorsi presentati da Areti e Italgas e aventi ad oggetto il Decreto MISE 10 maggio 2018 e la delibera ARERA n.487/2018. Il Tar, rilevando il difetto di competenza del MISE, ha dunque annullato il DM 10 maggio 2018 nella parte in cui fissa il cap e, conseguentemente, anche la delibera n.487/2018 e la delibera n.209/2019 in quanto adottate sull'erroneo presupposto dell'esistenza di tale tetto massimo.

Con la delibera n. 529/2019/R/efr, ARERA ha avviato un procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico, in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019.

Andamento operativo

Premessa



e-distribuzione S.p.A. si rivolge a circa 31,47 milioni di clienti del mercato finale (libero, salvaguardia e maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2019 complessivamente 224,2 TWh (226,5 TWh dato aggiornato 2018). Si registra un decremento dell'energia distribuita dell'1% rispetto all'anno precedente in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2019, è stata pari a 319,6 TWh rispetto ai 321,4 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2018).

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione S.p.A. con la gestione di 5,4 milioni di Switching di cui:

- Il 34,3% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- Il 1,7% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- Il 64% di Switching nel Mercato Libero

Si è determinato un passaggio di circa 2,1 milioni di ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

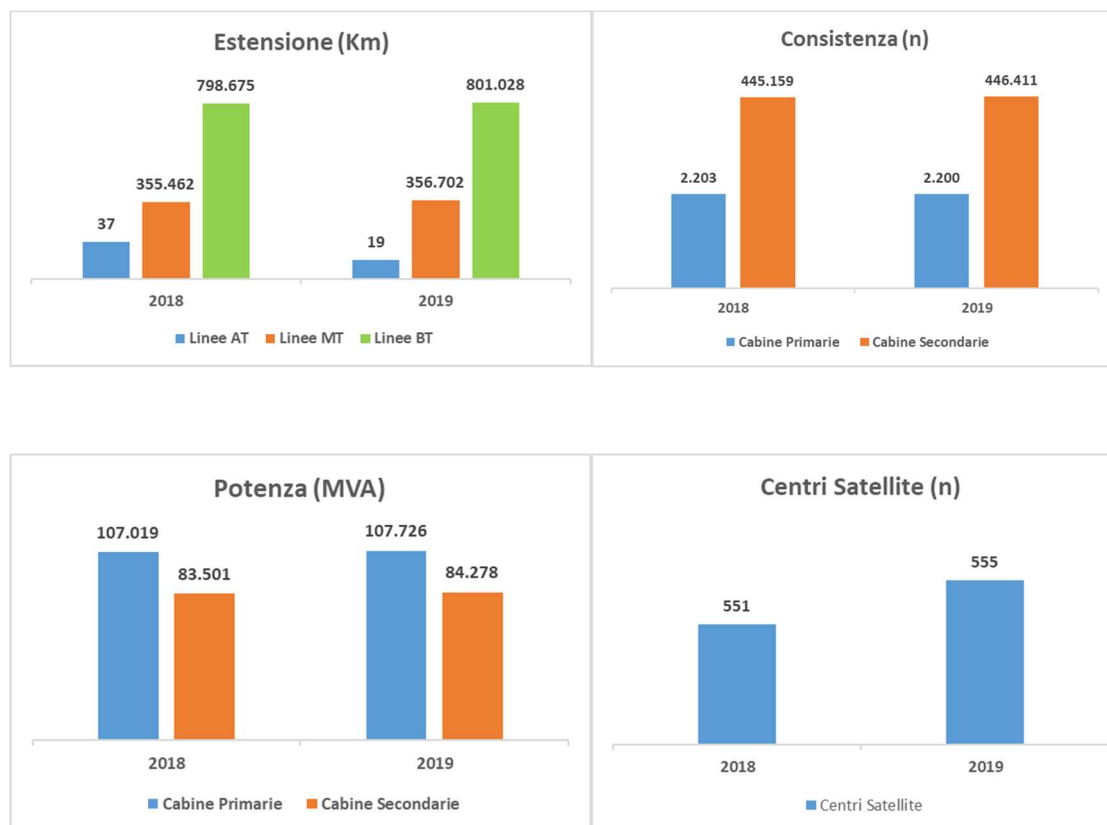
Nel corso del 2019 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 4,41 GW di cui:

- 2,84 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 2,77 GW per contributi a forfait e 0,07 GW per contributi a preventivo);
- 1,57 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,38 GW per contributi a forfait e 0,19 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2019 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 dei tronchi delle sole porzioni di rete affette da guasto, allo scopo di limitare i disservizi in termini di tempo ed area interessata. A fine 2019 si conferma la percentuale di oltre l'80% di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen e ben oltre il 70% la percentuale di linee MT automatizzate.

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

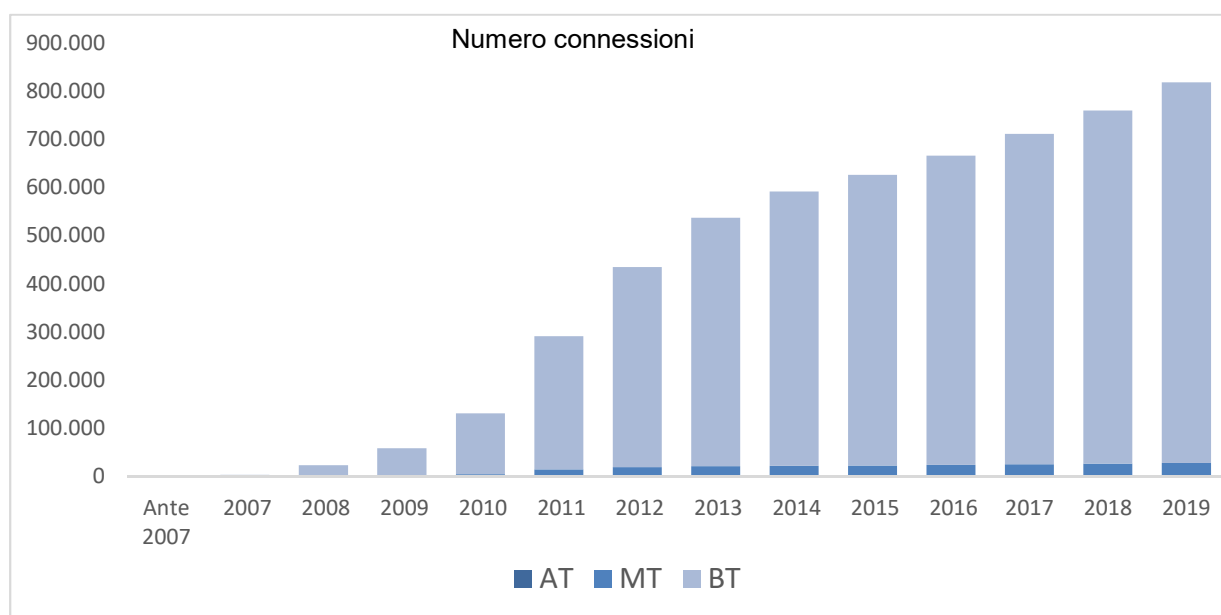
L'esperienza già maturata da e-distribuzione S.p.A. nel campo dell'automazione di rete e l'introduzione di dispositivi innovativi per l'individuazione e la selezione dei guasti lungo la linea costituiscono, insieme alla realizzazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga ed "always on", i presupposti per la realizzazione dei sistemi di distribuzione del futuro, come la selettività logica dei guasti con tempi di intervento entro il secondo. Questa ultima tecnologia innovativa è stata attivata a partire dal mese di giugno, grazie ad un progetto sperimentale finanziato dall'Unione Europea (Progetto PAN), su oltre mille linee di Media Tensione in Puglia.

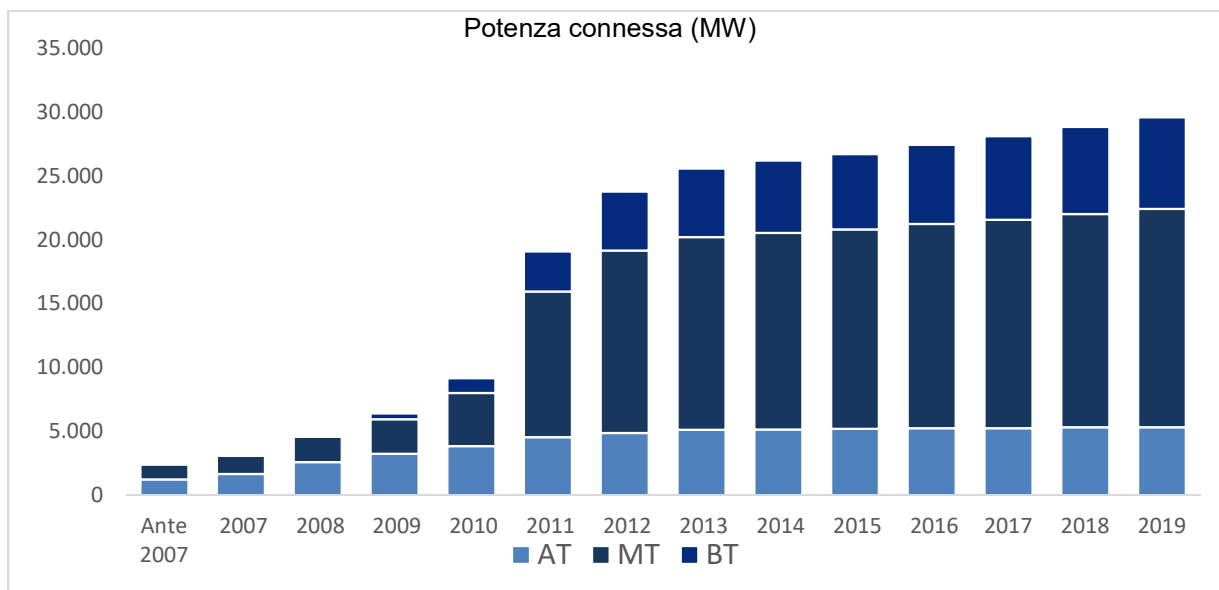
Inoltre, nel corso del 2019 sono andati avanti i progetti sperimentali finalizzati alla misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grid".

Generazione Distribuita

Nel corso del 2019 si è registrato un 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 58,7 mila impianti (48,5 mila nel 2018), per una potenza di circa 0,76 GW di cui oltre il 99% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 541 MW
- eolico: 10 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 29 MW
- biogas: 4 MW
- idraulica: 42 MW
- altre fonti 123 MW





Sono connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. 818.764 produttori (di cui 288.996 in Area Nord, 107.802 in Area Nord Ovest, 152,582 in area Centro Nord, 101.233 in Area Lazio-Sicilia, 70.354 in Area Sud), per una potenza di connessione complessiva pari a 28,9 GW (di cui 7.134 MW in Area Nord, 4004 MW in Area Nord Ovest, 4957MW in area Centro Nord, 3747 MW in Area Lazio-Sicilia, 3721 MW in Area Sud): risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 24,4 GW.

L'impatto della generazione distribuita è notevole 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".

In vigore l'applicazione di criteri e procedure introdotte per il distacco di generazione distribuita in condizioni di emergenza del Sistema Elettrico Nazionale.

Qualità del servizio tecnico

Nel corso del 2019 e-distribuzione S.p.A. ha continuato ad effettuare interventi sulle reti di distribuzione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio, monitorata tramite 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 2019, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2020 all'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e, solo a valle del completamento delle procedure di verifica operate dalla stessa Autorità, potranno essere consolidati per l'assegnazione dei premi e delle penalità per la qualità del servizio.

Per il 2019, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un incremento del numero e della durata delle interruzioni, rispetto ai livelli raggiunti nel 2018.

La causa di detto incremento è da ricercarsi in una serie di fenomeni meteorologici, particolarmente intensi, che nel corso dell'anno hanno avuto un impatto significativo sulla rete elettrica.

In particolare, l'ondata di calore registrata nei mesi di giugno e luglio, caratterizzata da temperature superiori ai 40 gradi, ha determinato numerosi guasti sulle linee di Media Tensione in cavo interrato (circa 4 volte in più rispetto ai guasti che si registrano in condizioni standard di Rete).

I mesi di novembre e dicembre sono stati interessati da frequenti fenomeni temporaleschi caratterizzati da livelli record di fulminazione, accompagnati da grandinate e forti venti con episodi di trombe d'aria, che hanno interessato diverse regioni del Paese, tanto da far emettere dichiarazioni di allerta contemporaneamente per tutti i Centri Operativi.

Si sono registrate anche precipitazioni nevose particolarmente abbondanti, in particolare nella regione Piemonte. Conseguentemente all'incremento delle interruzioni registrate nel 2019, si attende l'applicazione di consistenti penali da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ai sensi del titolo IV della delibera 646/15).

Gestione operativa

Eccellenza operativa

Nel 2019 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali.

Appalti e Materiali

Sulla gestione degli Appalti nell'ambito del progetto Digitaly, nel corso del 2019 sono state rilasciate diverse nuove funzionalità sviluppate nella piattaforma innovativa per la gestione e digitalizzazione appalti di e-distribuzione Si.M.e.R.A. (Sistema integrato di monitoraggio e Richieste di Acquisto) con impatto:

- sulla creazione di nuove richieste di gare (predisposizione guidata dei preventivi di gara, creazione automatica delle richieste di appalto (RdA) di qualsiasi tipologia di lavori e generazione automatica dei prospetti autorizzativi)
- sulla gestione dei contratti in corso (predisposizione guidata delle RdA di estensione territoriale; supporto alla generazione di tutte le tipologie di richieste per varianti contrattuali su contratti di Lavori e Servizi; gestione dei provvedimenti di sospensione; gestione delle riserve contrattuali; Supporto per la gestione di tutte le attività necessarie alla chiusura formale dei contratti scaduti)
- sulla reportistica per il monitoraggio puntuale di tutti gli aspetti di gestione dei contratti di lavori e servizi (report lavori assegnati; gestione Libretti Misure da acquisire; Dettaglio consuntivazioni contrattuali; report avanzamento contratti e prestazioni d'impresa);

Nell'ambito del progetto Digitaly, Gestione Materiali, sono state rilasciate in esercizio le prime funzionalità sviluppate nella piattaforma CoSMO (Controlling System Material Operations) che consentirà il miglioramento dei processi di gestione e monitoraggio Materiali da parte delle unità di sede e di territorio, attraverso:

- l'analisi dei principali indicatori (indice di giacenza, valore del circolante, indice di rotazione) dei materiali posati, del materiale AT in conto deposito.
- Analisi Gestionali su Contratti di fornitura, entrate merci, ordini di acquisto, anagrafica materiali
- elaborazione e consolidamento del fabbisogno materiali AT/MT/BT

Sono state effettuati inoltre interventi e nuovi sviluppi su sistemi già consolidati:

- Progetto “MLM (Material Lifecycle Management) – Material Tracking” (tracciatura dei materiali tramite barcode/QRcode in ambito e-distribuzione), avvio di una fase pilota nell’Area territoriale Centro Nord (personale operativo della Società e appaltatori);
- Progetto “SAP Contingency” (gestione dei materiali critici con modalità “contingentata”) - adeguamenti di processo volti a recepire in toto la gestione del nuovo assetto territoriale di e-distribuzione a valle del Progetto di riorganizzazione “ASID 2018”;
- Progetto “FINE” (Fine Integrated for Notification by e-distribuzione) - porting dell’attuale sistema LMS (creazione, gestione e contestazione delle penali verso i Fornitori) verso l’ambiente MLM (Salesforce) per l’interfaccia Fornitori.

Pianificazione investimenti sulla rete

La pianificazione degli investimenti sulla rete si trasforma con la digitalizzazione dell’intero processo degli investimenti secondo la logica *data driven*, implementata nel nuovo applicativo PLANET, superando la logica di tipo *data informed*.

Nel 2019 è stato rilasciato il MODULO di ANALISI delle caratteristiche e delle performance della rete elettrica esistente. Il modulo ha l’obiettivo di mettere in evidenza i componenti di rete che presentano criticità di funzionamento (per carico, qualità del servizio, resilienza, ecc.) così da orientare la pianificazione degli interventi di potenziamento e/o rinnovo impiantistico.

L’analisi si avvale di una serie di KPI di performance studiati per consentire “oggettività di valutazione” e un “confronto omogeneo” anche tra elementi di rete con caratteristiche diverse; sulla base dei KPI, il sistema fornisce automaticamente al pianificatore indicazioni sulla tipologia di intervento necessaria.

Inoltre, nel 2019 è stata rilasciata in esercizio la APP PLANET MOBILE che mette a disposizione di circa 100 tecnici pianificatori e 300 responsabili le informazioni di sintesi su qualità del servizio registrata sugli ambiti e sulle linee MT e in merito ai lavori di investimento approvati e da approvare.

La seconda fase di sviluppo di PLANET, con inizio nel 2020, prevede ulteriori evoluzioni negli ambiti della pianificazione tecnica, di quella economica e del monitoraggio, tra cui l’introduzione di algoritmi di Intelligenza Artificiale per elaborare e proporre automaticamente al pianificatore soluzioni di connessione alla rete elettrica nonché soluzioni tecniche per interventi di tutte le finalità.

Assistenza Tecnica

Anche nell’ambito delle attività di Assistenza Tecnica, il 2019 ha visto un forte impegno in molte iniziative Digitaly sia come soggetto (Owner), sia come supporto ai collaudi di altre iniziative.

Tra le principali procedure si riscontrano:

- assegnazione dinamica Lavori
- superamento limiti Unità Operativa (UO)
- assegnazione dinamica guasti
- agenda digitale
- preventivo smart
- tracking pratica
- tracking squadra
- semplificazione firma digitale
- controlli virtuali

Assegnazione dinamica lavori

Funzionalità che è inserita nella nuova piattaforma BEAT, più precisamente in ForceBeat, permette:

- l'assegnazione dinamica continua dei lavori programmati, ottimizzata in funzione: degli *skills* delle risorse, priorità interventi, prossimità al luogo dell'intervento e scadenze.
- la verifica costante della puntualità delle squadre e ricalcolo in presenza di eventi perturbanti, con garanzia del rispetto dei vincoli (es. CSE, appuntamenti).

Superamento limiti Unità Operativa (UO)

- Il controllo e la lavorazione delle attività bloccate/non assegnabili diventa gestibile direttamente dalle Unità Operative owner del singolo processo, attraverso una Dashboard unica: «panoramica attività con superamento del limite di UO».
- L'aggiornamento della "Panoramica" è in real time e la lavorazione continua ed ordinata delle attività consente di mantenere l'allineamento dei lavori e delle anagrafiche nei diversi sistemi.

Assegnazione Automatica Guasti

- I ticket di segnalazione guasti BT aperti dal Servizio di Segnalazione Guasti (GESI) potranno essere assegnati automaticamente alle squadre operative con criteri di vicinanza al guasto, *skill* professionali e carico delle attività.
- Con questa iniziativa si produrrà l'ottimizzazione e la completa automazione del processo di assegnazione guasti.

Con la nuova piattaforma di ForceBeat ogni owner delle attività o del processo partecipa responsabilmente ed attivamente alla generazione dei *task* che, previa condivisione con CUOR e Capo Squadra, vengono schedulati autonomamente a sistema.

Il Capo Squadra gestisce le proprie risorse, conferma i piani proposti e già schedulati dai componenti la struttura ed integrati da Dinamica Lavori; si avrà il superamento di fatto della figura del Programmatore come «scheduler» e ci sarà l'accentramento in Zona del *back office* e degli esiti della lavorazione.

Force Beat ha visto la prima attivazione nella Unità Operativa (UO) di Lecce e adesso è attiva in altre 11 UO.

Per fine marzo 2020 vi sarà il completamento di 4 Zone per un totale di 15 UO (a fine 2019 era attiva in 6 UO di 3 Zone).

Per quanto riguarda l'agenda digitale SVR/AST è stata in prima linea sia per il collaudo che per la formazione; è stata attivata su tutto il territorio nazionale ad inizio 2019 ed è in fase di miglioramento per aumentare l'efficienza operativa.

Sono stati eseguiti due progetti pilota per i controlli virtuali con Smart glass nelle zone di Pistoia e Bologna e nelle zone di Novara e Modena con due diverse tipologie di tecnologia; la sperimentazione è ancora in fase iniziale con alcune limitazioni, esempio batteria limitata e disponibilità del campo 4G.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 36,7 milioni di contatori installati, contribuisce in maniera determinante al raggiungimento di un'alta qualità del servizio commerciale con bassi costi operativi.

Attraverso le funzionalità di telegestione (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 2019 sono state eseguite con successo da remoto circa 430 milioni di teleletture, circa 2,8 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 3,1 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2019 è proseguita la campagna massiva di sostituzione dei contatori di prima generazione, installati presso le case e le aziende italiane, con quelli di seconda generazione (2G) "Open Meter". Nel 2019 e-distribuzione ha installato 6 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 13,4 milioni dall'avvio della campagna nel 2017.

La rilevazione su base quartaria dei consumi e le funzionalità avanzate garantite dai nuovi Open Meter 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 2019, attraverso il nuovo sistema di telegestione 2G, sono state acquisite e pubblicate su base giornaliera sul Sistema Informativo Integrato (SII) dell'Acquirente Unico (AU) complessivamente oltre 11 miliardi di misure.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

La qualità del servizio commerciale è monitorata 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 2019 sono state gestite circa 5,8 milioni di prestazioni soggette a tempi standard, di cui 64% provenienti da clienti con un venditore sul mercato libero e 36% provenienti da clienti serviti in Maggior Tutela. Le prestazioni relative ai produttori sono state invece 435.000.

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 2019 il 99,6% 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 2020, 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.

Nel corso del 2019 sono stati gestiti anche circa 1,7 milioni di richieste di sospensione per morosità soggette ai tempi di esecuzione stabiliti dalla Deliberazione 376/17; il 99,7% delle richieste è stato eseguito entro i tempi standard.

Sito WEB e canale mobile

L'anno 2019 è stato di consolidamento del nuovo posizionamento di e-distribuzione sul canale web.

Un cenno particolare merita l'evoluzione del servizio di pagamento online con carta di credito attraverso la modalità c.d. “a carrello” che consente il pagamento di più fatture del servizio di misura in un'unica soluzione. Tale servizio è stato esteso anche ai preventivi che i clienti richiedono direttamente al Distributore.

Sono chiaramente garantiti ai clienti registrati i diritti della privacy introdotti dal Regolamento europeo “GDPR”. Sono inoltre potenziate le misure di sicurezza atte a proteggere i dati personali dei clienti registrati.

Ulteriore evoluzione in termini di trasparenza è rappresentata dalla visualizzazione della percentuale di saturazione della rete, introdotta con la Determina 40/17.

Contact Center (800-08 55 77)

Nel corso del 2019 è stata completata l'integrazione, all'interno del numero verde unico (803500), del servizio di segnalazione guasti e pericolo con quello commerciale dedicato ai clienti attivi e passivi di tipo business e consumer.

Inoltre, è stata indetta una nuova gara per il rinnovo della fornitura in scadenza, con assegnazione a fine anno al medesimo fornitore uscente Datacontact Srl.

Nel corso del 2019 il totale dei contatti pervenuti al numero verde ammonta a 10 milioni, di cui 1,1 milioni presi in carico da agente commerciale e 2,35 milioni da agente di segnalazione guasti e pericolo. Il livello di servizio fornito (richieste operatore/risposte) è stato pari al 92%.

Canali Social

Nell'ambito della strategia Customer Centric e di digitalizzazione della Customer Interaction, si è ampliata nel 2019 la presenza di e-distribuzione sui canali social con l'apertura del profilo LinkedIn.

Si è intensificata l'attività di ascolto e supporto ai Clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste.

Risulta confermata l'utilità e il gradimento da parte dei Clienti dei social network aziendali, considerati come veri e propri canali di assistenza *real time*, anche e soprattutto in occasione di eventi critici.

Open Knowledge

Nel 2019, nell'ambito del progetto Open Knowledge, è stata ampliata la fruibilità della libreria digitale consultabile da APP e Portale WEB a tutto il personale di e-distribuzione che può ora accedere a tutta la documentazione presente nel sistema relativa ai processi di *customer care* di proprio interesse e utilità.

Per alcune particolari figure professionali territoriali (esperti di materia) si è resa inoltre possibile la lavorazione delle richieste provenienti dai clienti finali riguardanti argomenti di pertinenza di e-distribuzione.

I documenti che compongono la struttura del Kbms (knowledge base management system) sono circa 1.500 e per essi è previsto un puntuale aggiornamento, quando necessario, in collaborazione con le Funzioni Legale e Data Protection Officer (DPO).

Particolare attenzione nel 2019 è stata posta alla verifica della fruibilità dello strumento, individuando modifiche applicative che andranno in esercizio a partire dal 2020.

Nel corso del 2019 sono state introdotte delle video pillole formative allo scopo di rafforzare, in modo snello e massivo, le conoscenze dei dipendenti negli ambiti riguardanti la tematica del bilancio e della misurazione dell'energia.

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2019, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2018, si conferma il livello 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 4,7%, raggiungendo un valore inferiore alle perdite standard riconosciute dalla regolazione vigente.

Tale obiettivo è stato raggiunto proseguendo con il 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 2019 la piattaforma di Revenue Protection (C3 RevPro), utilizzata per l'individuazione delle frodi, è stata oggetto di una significativa evoluzione. Il perimetro dei punti oggetto di analisi è passato da 8 milioni di clienti al totale dei clienti attivi di e-distribuzione (oltre 31 milioni di clienti).

Iniziative Digitaly ambito Commerciale Rete

Nel corso del 2019 sono state rilasciate in esercizio importanti iniziative afferenti all'area del Commerciale Rete: tra le più significative merita menzione l'entrata in esercizio a fine anno del nuovo applicativo Revolution per la gestione dei reclami, con sistema evoluto di ingaggio per la lavorazione dei documenti. Contestualmente va citata inoltre l'entrata in esercizio dei nuovi applicativi *Inbound Document Application* (IDA) e *Inbound Outbound Document Application* (IODA), basati sull'utilizzo innovativo nell'ambito del Customer Care dell'intelligenza artificiale per la gestione dei documenti in ingresso ed in uscita.

TECNOLOGIE DI RETE: INIZIATIVE E NUOVE SOLUZIONI TECNOLOGICHE

SMART METERING

Meters and More, è l'Associazione internazionale non-profit che ha come membri fondatori e-distribuzione S.p.A. ed Endesa Distribución Electrica S.L.; è stata costituita nel 2010 per promuovere l'omonimo Protocollo aperto di comunicazione per il trasferimento e lo scambio bidirezionale di dati tra i contatori di nuova generazione e il sistema di gestione centrale. Fanno parte dell'Associazione oltre 45 Membri tra Aziende, Distributori, Istituti di ricerca, Università e contract manufacturer. Nel 2019 sono proseguite le attività propedeutiche al conseguimento dello standard internazionale dopo l'importante riconoscimento di "Technical Specification" nell'ambito delle soluzioni di smart metering ricevuto dal CENELEC; l'Associazione ha messo a punto due diversi dimostrativi di tecnologie che supportano il protocollo di Meters and More con i quali ha partecipato all'European Utility Week che si è tenuto a Parigi dal 12 al 14 novembre 2019. Sono questi il prototipo "Gateway", un sistema di comunicazione tra il contatore intelligente e i dispositivi interni alla casa, e la "Demo prepagata" in grado di dimostrare come il protocollo Meters and More sia in grado di supportare contatori che possono avvalersi di un sistema di pagamento anticipato. La partecipazione agli eventi è stata sostenuta da una comunicazione web e social sui profili dell'Associazione nonché dalla presenza di articoli sulle testate di settore Smart Energy International e Global Elite International 2019.

Open Meter

Nell'ambito del programma di sviluppo del nuovo contatore intelligente di seconda generazione *Open Meter* di e-distribuzione S.p.A., oltre al completamento dello sviluppo del contatore trifase a connessione semidiretta GESIS e la sua produzione e installazione massiva, è proseguita la produzione, dei contatori GEMIS e GETIS per una disponibilità complessiva superiore ai 15.000.000 di unità. In termini di accessori, sono stati conclusi gli sviluppi di un nuovo complesso di misura TA compatto (da utilizzare con il contatore modello GESIS) che consentirà di collegare clienti semi-diretti in modo più semplice ed efficiente minimizzando gli spazi richiesti.

Per quanto riguarda i concentratori *MSC/LVM*, proseguono gli sviluppi software per ottimizzare i processi di raccolta dati ed esecuzione delle operazioni in telegestione. In merito alla produzione di MSC/LVM, a fine 2019 ne sono stati spediti alle piattaforme un numero complessivo superiore a 360.000 unità.

Nel 2019 sono state eseguite le prime installazioni dei concentratori *LVM abilitati all'invio dei dati in modalità PUSH*: questo nuovo paradigma di comunicazione consente di rendere disponibili i dati di misura al Sistema Centrale in tempi più rapidi e in modo più efficiente sfruttando le tecnologie di comunicazione e Cloud più avanzate. Sempre in ottica di nuovi sviluppi ed innovazione, nel 2019 è stato realizzato e installato il primo esemplare di *LVM4IoT*: si tratta di un concentratore dati LVM nel quale sono state integrate funzionalità per la gestione e la raccolta di sensoristica avanzata IoT, destinata al monitoraggio di varie grandezze fisiche in cabina secondaria. Tale soluzione verrà utilizzata per l'installazione massiva di sensoristica avanzata in cabina secondaria che vedrà il primo avanzamento importante già a partire dal 2020.

Le iniziative appena citate gettano le basi per l'evoluzione del concentratore dati LVM ad apparato sul quale sarà possibile implementare logiche e applicazioni *Edge Computing* al servizio di una migliore operatività ed efficienza. Tra le applicazioni più interessanti nell'ambito Edge Computing si segnalano: manutenzione predittiva (basata sull'analisi locale dei dati forniti dalla sensoristica avanzata), monitoraggio della qualità del servizio.

Riguardo gli apparati di diagnostica, nel 2019 è stato completato lo sviluppo HW del *SuRF*: il SuRF è un dispositivo "tuttofare" che verrà dato in dotazione al personale operativo e grazie al quale potranno essere eseguite tutte le

attività di diagnostica e risoluzione problemi legate alla telegestione Open Meter. Il dispositivo, inoltre, consentirà di eseguire attività di gestione in modalità “mobile” e senza necessariamente collegarsi alla rete di bassa tensione (utilizzo interfaccia RF). Nel 2019 sono proseguiti gli sviluppi evolutivi del sistema centrale *BEAT* al fine di introdurre nuove funzionalità di gestione del parco apparati installato ed ottimizzare sempre più le attività in Telegestione.

Per ciò che attiene alle nuove funzionalità introdotte dal contatore *Open Meter* rispetto ai due principali ambiti di attività sotto riportati, gli avanzamenti sono stati:

Consumatore

Conclusasi l'attività di monitoraggio del gruppo di lavoro istituito da ARERA nell'ambito del Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI) sull'apertura del protocollo di comunicazione tra il contatore e la casa, è stato abilitato nei primi mesi del 2019 il canale *Chain2* per i misuratori 2G segnalati dai primi operatori di mercato di servizi post-contatore che hanno partecipato al monitoraggio. Sono stati infatti sottoscritti i primi accordi per la messa a disposizione di questo canale dedicato che garantisce l'interoperabilità, e dunque la trasmissione di dati, del contatore con i dispositivi di interfaccia (Dispositivi Utente o In-home Device) realizzati da terze parti che offrono ai clienti servizi a valore aggiunto per la domotica e la *smart home*. e-distribuzione ha inoltre messo a disposizione degli operatori sul proprio sito internet www.e-distribuzione.it un servizio di abilitazione alla Chain2 che permette di verificare l'ammissibilità di un'utenza elettrica all'attivazione della Chain2 e di richiedere l'associazione tra il corrispondente contatore e il Dispositivo Utente.

Nell'ambito dell'iniziativa “Focus Live, il Festival della scienza” presso il Museo Nazionale Scienza e Tecnologia Leonardo da Vinci di Milano, e-distribuzione nel novembre del 2019 ha realizzato una dimostrazione dell'utilizzo della Chain2 e del nuovo contatore Open Meter, presentando un modello di casa del futuro.

Servizio elettrico

Nel corso del 2019 è proseguita l'attività di acquisizione anche tramite l'*Open Meter* di dati utili per la gestione della rete con l'obiettivo di migliorare la qualità complessiva del servizio elettrico attraverso lo sviluppo del Telecontrollo della rete in BT e della misurazione delle grandezze utili per il monitoraggio, nonché il controllo della rete BT (profili di tensione, corrente, frequenza, fattore di potenza ecc.). In particolare è stata sviluppata una nuova morsettieria *Smart Street Box*. Tale dispositivo, che può ospitare l'elettronica intelligente per eseguire misure e monitoraggi, anche in relazione alle manomissioni delle cassette stradali, è integrato con l'infrastruttura Open Meter. Il monitoraggio e il test di funzionamento di questo dispositivo proseguirà nel 2020.

I Laboratori Smart Grid

I laboratori *Smart Grid Lab* di Milano e Bari di e-distribuzione, con competenze altamente significative nello scenario internazionale della ricerca e sviluppo sul settore, sono dedicati allo sviluppo delle innovazioni tecnologiche per lo sviluppo e la realizzazione delle smart grid, le reti elettriche intelligenti. Il lavoro dei Laboratori è proseguito ancora nel corso del 2019 attraverso gli incontri formativi in partnership con il Politecnico di Milano, di Torino e di Bari e lo sviluppo di progetti in collaborazione con gli Istituti di Certificazione (CESI) per la gestione digitale delle infrastrutture e dei sistemi sulla rete elettrica.

Durante il 2019 è stato reso pienamente operativo il progetto, che ha coinvolto i Laboratori Smart Grid, *PAN*, *Puglia Active Network* di e-distribuzione, che vede svilupparsi in Puglia il più grande progetto di Smart Grid al mondo. Il PAN è co-finanziato dalla Commissione Europea mediante il programma NER300. In questo progetto è presente

anche la sperimentazione della *Smart Fault Selection (SFS)*, una tecnologia innovativa nell'ambito delle smart grids che consente di ridurre il numero di clienti disalimentati e il relativo tempo di disalimentazione. È inoltre proseguito il Programma Operativo Nazionale *“Imprese e Competitività” 2014-2020* la cui conclusione è prevista nel 2020.

Il Laboratorio Smart Grid di Bari nel dicembre 2019 ha avviato le attività previste nell'ambito del progetto ISMI, doppio acronimo di ISole MInori e Integrated Storage and Microgrid Innovation, che si inquadra nell'area specifica degli Interventi Agevolativi *“Industria Sostenibile”*, relativamente alla Tecnologia Abilitante Fondamentale *“IS5 - Sistemi avanzati di produzione”* con ricadute nella tematica rilevante *“E- Tecnologie Energetiche”* (E4 - Tecnologie per le reti di energia intelligenti). Dal punto di vista tecnologico il progetto intende realizzare un'architettura unificata in grado di garantire un controllo efficiente e stabile di reti isolate (microgrid), costituito dall'integrazione di tale architettura con logiche di controllo (Microgrid Controller) e sistemi di accumulo dell'energia.

Sensoristica evoluta di rete e nuove tecnologie per l'analisi predittiva

La Società 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 sia lungo la rete elettrica. Tali informazioni costituiscono il fattore abilitante del miglioramento della *Quality of Service* tramite tecnologie di correlazione dati e *machine learning* e sono raccolte attraverso diverse tipologie di sensori (temperatura, ultrasuoni, umidità, ozono, ecc.) che analizzano il comportamento dei componenti elettrici per evidenziare situazioni di pre-guasto in cabina secondaria.

In direzione della completa digitalizzazione della rete elettrica e-distribuzione ha testato e introdotto diverse tecnologie nel corso del 2019 che hanno portato a nuove modalità di lavoro, alla raccolta di dati utili per la manutenzione predittiva e a nuovi modi d'interazione con il personale operativo in campo. Tra queste tecnologie vi è stata l'introduzione per il personale operativo delle *Termocamere per smartphone*, una soluzione smart per le ispezioni termografiche in campo che migliora sensibilmente la capacità di utilizzo e la raccolta di informazioni, prevedendo con più facilità e tempestività guasti sulla rete dovuti a stress termico e usura dei componenti. Altro strumento di nuova generazione ad uso delle strutture operative è stato il *Laser scanner 3D* che consente la ricostruzione virtuale delle reti elettriche. Sono state infatti modellizzate in 3D oltre 1000 cabine secondarie e più di 70 cabine primarie con l'obiettivo di replicare il funzionamento della rete elettrica attraverso una sua riproduzione digitale. La finalità è quella di effettuare diversi tipi di simulazioni e supportare anche da remoto gli operatori sul campo.

Nel corso del 2019 tra le iniziative di sensoristica evoluta si segnala il progetto *“PoC100”* che ha visto installare in 100 cabine secondarie in Italia nei Comuni di Trapani, Torre Annunziata e Piacenza un kit di sensori con lo scopo di acquisire misure ambientali ed elettriche per migliorare il servizio elettrico e fornire dati a supporto dell'analisi predittiva dei guasti.

Durante il 2019 nell'ambito del progetto *ARGO*, è stato sviluppato e distribuito presso le strutture operative aziendali (280 unità per 24 Zone territoriali) un apparato portatile autoalimentato per la ricerca guasti in bassa tensione sviluppato da e-distribuzione, ed è stato completato un piano formativo destinato a circa 530 dipendenti per l'abilitazione al suo utilizzo.

Per la manutenzione preventiva delle cabine secondarie nel corso del 2019 è stato installato a Bari un nuovo dispositivo denominato *“Indy”* in grado di monitorare l'usura delle batterie di una cabina secondaria. Si tratta infatti

di un sensore in grado di segnalare il momento giusto per la sostituzione, consentendo così di evitare un eventuale ricambio anticipato, rispetto all'effettiva usura, durante gli interventi di manutenzione programmata.

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'impiego di devices che abilitano logiche di intelligenza distribuita, sistemi centrali innovativi e 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: qualità tecnica e continuità del servizio, massimizzazione della penetrazione delle fonti rinnovabili ed 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 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, apparati ed architetture quali quelli di protezione, automazione 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 devices e delle architetture di protezione, regolazione, controllo ed automazione delle Cabine Primarie Digitali

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 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.). I suddetti apparati, che costituiscono il mattone elementare della Cabine Primarie Digitali, coprono tutte le funzionalità di protezione, regolazione, controllo ed automazione degli impianti primari, dalla sezione AT sino alle partenze MT.

Evoluzione degli apparati e dei sistemi centrali e degli apparati periferici di Cabina Primaria Digitale e di Cabina Secondaria Digitale 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 2019 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.

Lato campo, nell'ambito Cabina Primaria Digitale e Cabina Secondaria Digitale, è stato avviato lo sviluppo di nuove unità periferiche di telecontrollo e automazione: TPT2020 Lite, UP2020 Lite e UP2020, macchine digitali, flessibili e modulari, compliant allo standard IEC 61850.

Evoluzione apparati periferici (μUP, ALBERT e ARGO) 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). La totalità delle sale operative (28 su 28) risultano ormai equipaggiate dal sistema STB.

Sul tema devices BT, è stato distribuito, presso tutte le Zone, il rilevatore portatile di guasto ARGO, progettato da e-distribuzione su misura delle necessità operative, da una collaborazione tra le unità Smart Grids e Smart Meter. È stata conclusa la specifica del rilevatore di misura e guasti ALBERT, per le installazioni di cabina e l'abilitazione dell'IoT di impianto.

Sono state concluse le attività di analisi per la realizzazione della nuova Smart Street Box, con possibilità di telecontrollo BT e monitoraggio.

Nel campo delle microgrids l'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, è in evoluzione per ospitare nuove generazioni di batterie di accumulo.

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.

Funzione Selettività Logica (FSL) / 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 Funzione Selettività Logica (FSL), in grado di selezionare la parte di rete guasta ed eliminare eventuali guasti in meno di un secondo. In aggiunta alla FSL, si parla di Smart Fault Selection quanto, oltre ad eliminare eventuali guasti, si rialimenta la parte non affetta da guasto 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 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 FSL è attualmente in installazione massiva presso la regione Puglia, nell'ambito del progetto PAN – Puglia Active Network – NER300. Grazie alla FSL e alle altre funzionalità smart implementate nel progetto, la rete pugliese potrà essere considerata come la smart grid più estesa e più avanzata a livello mondiale.

Nel corso del 2019 sono proseguite le attività di attivazione delle funzionalità smart del progetto NER300, con cicli di pre-esercizio e formazione al personale operativo.

Smart Info & MOME

Il dispositivo 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. 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).

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.

PROGETTI FINANZIATI

Progetto 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 39 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. 6 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 2019 sono state verificate e risolti alcuni problemi di comunicazione della rete TLC al fine di connettere la rete elettrica in modalità always-on e attivare la tecnologia Smart Fault Selection. A garanzia di una copertura efficiente è stata effettuata a marzo 2019 una prova reale su una linea MT del progetto attivando la funzionalità Smart Fault Selection.

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 2019 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 2019 sono in esercizio 14

Infrastrutture di Ricarica “*Pole Station*” delle 37 previste a progetto). In particolare è stato completato l'adeguamento di tutte e 6 le cabine primarie (AT/MT) di progetto e di 372 delle 403 cabine secondarie (MT/BT) di progetto. Sono inoltre proseguite le attività di implementazione della piattaforma di comunicazione a banda larga con tecnologia LTE. Sono stati distribuiti alla popolazione residente circa 8.000 kit Smart Info+.

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 oltre 10 anni con l'aggiunta di un periodo 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 il periodo di proroga) detto “*construction period*” (2014-2019) ed un successivo periodo di esercizio (2020-2024) 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 2019 sono stati portati a termine gli interventi previsti a progetto.

Il budget impegnato da E-Distribuzione per la realizzazione del progetto è pari a 170 milioni di euro con un finanziamento a fondo perduto fino a 85 milioni di euro.

Progetto Flexiency

Il progetto Flexiency, partito a febbraio 2015 e della durata di 4 anni, ha visto 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 l'obiettivo del progetto è stato 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. Il dimostrativo guidato dal retailer austriaco Verbund, in assenza di sistemi di smart metering, ha consentito di coprire condizioni regolatorie e di mercato molto diverse tra loro. Elemento chiave del progetto è

stato lo sviluppo di un ambiente virtuale per lo scambio B2B di dati e servizi a livello europeo (EU Market Place), che funge da facilitatore per la messa a disposizione di nuovi servizi in Europa.

Il dimostrativo italiano ha visto la partecipazione di e-distribuzione, Enel Energia e Siemens Italia, con il coinvolgimento di circa 1.000 utenti finali, ai quali sono stati forniti servizi di monitoraggio dei consumi e controllo locale dei carichi (per 150 di questi).

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è stato di 1,78 milioni di euro di cui 1,25 milioni di euro finanziati a fondo perduto dalla Commissione Europea.

Il progetto si è chiuso nel febbraio del 2019.

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 è impegnata nella realizzazione della demo italiana presso la CP di Quarto (area Centro-Nord, Zona Forlì Cesena) con l'obiettivo principale di migliorare i sistemi previsionali nello scambio dati tra TSO e DSO e di modulare la potenza attiva (in maniera simulata) e reattiva a livello di CP per favorire la regolazione della rete del TSO. Per simulare la modulazione della Potenza Attiva ed attuare la modulazione di quella Reattiva si sfrutteranno:

- 2 Moduli STATCOM (Compensatori Statici) da 1.2 MVA (4.2 MVA in totale) uno per sbarra MT della CP di Quarto;
- L'On-Load Tap Changer del trasformatore della medesima Cabina Primaria di Quarto;
- Lo Storage elettrico (EESS) (agli ioni di Litio, 1 MVA, 1 MWh) installato presso la cabina secondaria smistamento Mercato Saraceno nell'ambito del progetto GRID4EU (concluso nel 2016);
- 4 generatori fotovoltaici con potenza reattiva controllabile (già installati).

Il progetto è partito nel Novembre del 2017 con una durata complessiva di 4 anni (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 COMESTO

Con il decreto di concessione del 30 Agosto 2018 è partito il progetto di Ricerca Industriale “ComESTo: Community Energy Storage – Gestione aggregata di Sistemi d'Accumulo dell'Energia in Power Cloud”, di cui e-distribuzione è capofila e che vedrà impegnati per 30 mesi 14 partner tra grandi imprese, PMI, Università, Enti ed Organismi di ricerca. L'iniziativa rientra nell'ambito del bando di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale del Programma Operativo Nazionale 2015-2020 promosso dal MIUR, area di specializzazione Energia.

In un ambito caratterizzato da un continuo aumento della generazione da fonti rinnovabili e da una sempre più consistente diffusione di storage distribuiti, il progetto ComESto ha l'obiettivo di realizzare una gestione integrata di tali sistemi consentendo una partecipazione attiva e consapevole degli utenti finali, intesi come titolari di piccole utenze civili, ai mercati dell'energia all'ingrosso ed al dettaglio. Ciò si concretizzerà "aggregando" consumers e prosumers in "comunità" (Community Energy Storage), sotto il profilo commerciale dell'energia, nell'ambito delle quali acquisiranno maggiore conoscenza e consapevolezza delle proprie esigenze di consumo e dei benefici derivanti dall'utilizzo distribuito e capillare delle fonti rinnovabili. L'implementazione della piattaforma Community Energy Storage si completerà con lo sviluppo di modelli di demand response, previsionali, di producibilità e di carico, nonché con analisi di sostenibilità economica ed ambientale delle tecnologie analizzate.

In relazione a questa nuova potenzialità di sviluppo in ambito smart grid, e-distribuzione guiderà la ricerca affinché le communities di clienti, in modalità grid connected, diventino strumento ideale per soddisfare le esigenze e le richieste di DSO e TSO e, quindi, concorrere all'erogazione di diversi tipi di servizi (energia, potenza e regolazione della tensione) ed al soddisfacimento di esigenze con orizzonti temporali che vanno dai pochi millisecondi ai giorni e/o mesi.

In tale contesto, inoltre, poiché l'attività di pianificazione della rete elettrica dovrà tener conto dell'evoluzione prevista sulla base dei mutamenti della domanda e del mercato, il contributo di e-distribuzione al progetto in termini di Ricerca Industriale sarà principalmente orientato allo sviluppo di un tool capace di offrire al pianificatore di rete uno strumento di supporto al processo decisionale completamente innovativo attraverso l'applicazione di algoritmi di Intelligenza Artificiale e di Machine Learning.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è di 0,68 milioni di euro di cui finanziati dal MIUR 0,34 milioni di euro.

Progetti PON

Nell'ambito del Programma Operativo Nazionale (PON) FESR "Imprese e Competitività" 2014 – 2020 (Fondo europeo di sviluppo regionale) con particolare riferimento al "*Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate*", con i decreti del 9 marzo 2018 e del 4 maggio 2018 il Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) ha ammesso a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) 35 dei 46 progetti candidati da e-distribuzione per un valore complessivo di 138 milioni di euro così suddivisi per regione:

- Basilicata: 6 progetti per 24 milioni di euro;
- Campania: 8 progetti per 32 milioni di euro;
- Sicilia: 16 progetti per 54 milioni di euro;
- Calabria: 5 progetti per 28 milioni di euro.

Ciascun progetto ha come perimetro una singola cabina primaria selezionata sulla base dei criteri di ammissibilità del bando (ovvero CP in cui in almeno uno degli ultimi tre anni si è registrata l'inversione di flusso di energia dalla rete MT per almeno l'1% delle ore dell'anno) e la relativa rete MT sottesa.

Le progettualità sviluppate consentiranno l'incremento diretto della quota di fabbisogno energetico coperto da generazione distribuita da fonti rinnovabili e aumenteranno l'intelligenza della rete stessa con interventi tesi alla smartizzazione.

Le tipologie di intervento relative ai trasformatori sono tese al potenziamento o all'ampliamento della cabina primaria. Relativamente al potenziamento, questo è possibile tramite la sostituzione del trasformatore esistente con uno di potenza nominale maggiore o aggiunta di un secondo trasformatore al fine di portare la cabina primaria in condizioni standard. Mentre, per i progetti che prevedono l'ampliamento della cabina primaria, si prevede

l'aggiunta di un terzo trasformatore e il conseguente ampliamento della cabina con quadro MT, bobina di Petersen e nuove uscenti MT. Tra le progettualità individuate vi sono anche quelle che intervengono sulla rete tramite nuove linee e il rifacimento delle linee stesse.

Le tipologie di intervento volte all'implementazione delle principali funzionalità Smart Grid, sono invece mutate dall'esperienza del progetto *Puglia Active Network*, ed in generale gli interventi sono:

- *Selezione automatica del tronco guasto*, che ha lo scopo di isolare la porzione di rete interessata dal guasto senza necessità di richiusura rapida effettuata dall'interruttore di linea MT in cabina primaria, anche nel caso di corto circuito;
- *Osservabilità della rete MT*, attraverso la quale sarà possibile inviare al gestore della rete di trasmissione nazionale i dati e le misure puntuali di generazione da fonte rinnovabile in modalità continua e istantanea;
- *Controllo evoluto di tensione* a livello di sbarra di cabina primaria al fine di gestire le sovratensioni dovute alla generazione distribuita e aumentare la Hosting Capacity;
- *Automazione degli interruttori di linea di Bassa Tensione (BT)* con lo scopo di migliorare la qualità del servizio in termini di continuità del servizio, qualità percepita dagli utenti della rete BT e contenimento del rischio di funzionamento incontrollato di porzioni di rete BT;
- *Predisposizione delle connessioni nelle cabine di consegna* (che servono per la connessione alla rete di impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili) nelle quali verrà realizzata una predisposizione per la futura comunicazione e controllo della generazione distribuita, tramite standard IEC 61850.

Nel corso del 2019 sono proseguiti i sopralluoghi, le progettazioni, effettuati gli ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni sono stati avviati i primi lavori.

Progetti POR Sicilia

In aggiunta ai 35 progetti PON finanziati dal MISE, la Regione Siciliana ha attinto dalla medesima graduatoria redatta dal MISE con riferimento al "*Bando sulle infrastrutture elettriche per la realizzazione di reti intelligenti di distribuzione dell'energia (Smart Grid) nei territori delle regioni meno sviluppate*", per finanziare ulteriori progetti con risorse regionali.

Attraverso apposita delibera regionale del 27 luglio 2018, ha pertanto finanziato (100% dei costi a fondo perduto) con fondi PO FESR gli ulteriori 11 progetti (a completamento dei 46 ammessi e finanziabili) presentati da e-distribuzione per un totale di circa euro 43,3 milioni.

I progetti sono stati avviati il 28 marzo 2019 e la tipologia di interventi è del tutto analoga a quella dei PON MISE (si veda relativo paragrafo "*Progetti PON (35 progetti)*").

Progetti POR Basilicata

A dicembre 2018 la Regione Basilicata ha approvato la delibera relativa ai progetti smart grids nell'ambito del Bando Regionale del 2 agosto 2018 PO Fesr 14-20 finanziando i 3 progetti presentati da e-distribuzione per un totale di circa euro 13,9 milioni.

I progetti sono finanziati al 100% e sono:

1. Smart Grid Matera: importo di 7,1 milioni di euro;

2. Smart Grid Potenza: importo di 5,6 milioni di euro;
3. Smart Grid Melfi Fiat: importo di 1,2 milioni di euro.

La tipologia di interventi è del tutto analoga a quella dei PON MISE (si veda relativo paragrafo “*Progetti PON (35 progetti)*”) con l’aggiunta di interrimento di linee BT nei centri urbani.

I progetti sono stati avviati il 7 giugno 2019 e nel corso del 2019 sono iniziati i sopralluoghi e le progettazioni, effettuati i primi ordini per i materiali e sono state avviate, ove necessario, le richieste di autorizzazioni. Una volta ottenute le autorizzazioni sono stati avviati i primi lavori.

NUOVE INIZIATIVE

Progetto RESILIENZA

L’incremento della resilienza del sistema elettrico è un obiettivo diventato prioritario 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, determinando il cedimento delle reti a causa del superamento dei limiti strutturali di progetto.

L’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) ha progressivamente sviluppato la regolazione in materia, con l’obiettivo di incrementare la resilienza delle reti elettriche in primo luogo mediante una maggior tenuta alle sollecitazioni.

e-distribuzione ha dapprima realizzato uno studio con il CESI (Comitato Elettrotecnico Sperimentale Italiano) che, a partire dagli eventi meteo degli anni precedenti e da un modello matematico di simulazione del processo di formazione dei manicotti di ghiaccio, ha consentito di definire criteri tecnici di intervento sulla rete per far fronte a tale fenomeno. Conseguentemente e-distribuzione ha predisposto il primo Piano di Lavoro presentato ad ARERA 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. Nel 2017 è stata quindi subito avviata la realizzazione degli interventi del Piano.

Le successive Deliberazioni ARERA, in particolare la n. 31/2018, hanno poi integrato la regolazione in materia, introducendo l’obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre piani resilienza con un orizzonte almeno triennale integrandoli in un’apposita sezione del proprio Piano di Sviluppo.

A giugno 2019 e-distribuzione ha pubblicato il nuovo Piano 2019-2021, che contiene interventi per far fronte ai fattori di rischio costituiti da manicotto di ghiaccio, tempeste di vento/caduta alberi fuori fascia, ondate di calore.

Le principali leve di intervento utilizzate, in continuità con i Piani precedenti, sono: l’aumento della cavizzazione della rete, mediante sostituzione di conduttori aerei nudi con cavo (aereo o interrato), e l’incremento del grado di magliatura della rete, mediante richiusure o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell’ambito dell’attuale Piano, nel 2019 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per un totale di oltre euro 147 milioni (quasi euro 400 milioni nel triennio 2017-19).

È attualmente in fase di predisposizione l’aggiornamento del Piano per il triennio 2020-2022; gli investimenti complessivi previsti dal Piano nel 2020 ammontano a circa euro 150 milioni.

Progetto DSO 4.0 – Digital Network

Il Progetto “DSO 4.0 – Digital Network”, avviato nei primi mesi del 2019, prevede la realizzazione di un sistema di comunicazione di massima affidabilità e resilienza al servizio della rete di e-distribuzione, rendendo possibile l’implementazione di nuove funzionalità in grado di migliorare sensibilmente le performance della rete.

Il Progetto si basa sul “rilegamento” delle cabine secondarie e primarie ad una rete in fibra ottica, per conseguire una serie di obiettivi e benefici fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione anche in prospettiva futura. A tal fine, oltre al rilegamento delle cabine elettriche alla rete in fibra ottica, è prevista l'installazione di componenti e sensori di nuova concezione tecnologica che, unitamente ad interventi strutturali, contribuiranno al miglioramento della qualità nonché all'evoluzione tecnologica della rete di e-distribuzione, in linea con le previsioni e gli scenari delineati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Gli obiettivi di decarbonizzazione implicano infatti una crescente decentralizzazione, peraltro già in atto, delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la diffusione di nuove forme di utilizzo dell'energia elettrica, di sistemi di accumulo, demand response, mobilità elettrica/vehicle to grid, destinati a cambiare in modo radicale il paradigma di gestione e funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

Si tratta quindi di un progetto innovativo e ad ampio spettro, grazie al quale e-distribuzione si pone l'obiettivo di accelerare la propria evoluzione tecnologico/industriale per svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica. La realizzazione è prevista in 5 anni, nel periodo 2019–2023, per un investimento complessivo di circa euro 660 milioni.

Gli interventi sono riconducibili a tre driver principali:

- fibra ottica e automazione di rete: rilegatura in fibra ottica di cabine secondarie e primarie, installazione degli apparati in cabina per consentire l'attivazione della nuova rete di comunicazione in fibra ottica, automazione evoluta della rete MT mediante la “smart fault selection” su circa 3.700 linee MT, installazione di sensoristica di tipo IoT / edge computing in 5.000 cabine secondarie, a beneficio del monitoraggio evoluto real time, da remoto, dello stato della rete
- hosting capacity: interventi di potenziamento della rete, finalizzati principalmente ad integrare la generazione distribuita di energia elettrica da fonti rinnovabili
- struttura / componentistica MT: interventi di rifacimento/adeguamento di linee MT esistenti con alto tasso di guasto, per complessivi 1.650 km circa

Nel corso del 2019 sono state rilegate in fibra ottica 11.425 cabine primarie e secondarie, per un consuntivo di circa euro 30 milioni, per le quali sono in corso di ultimazione le attività di misurazione e di acquisizione e verifica della documentazione contrattualmente prevista.

Nel 2020 sono previsti investimenti complessivi per 145,5 milioni di euro.

PIANO OPEN METER

Nell'ambito del piano di installazione del contatore elettronico di seconda generazione (Open Meter) avviato nel 2017, nel corso del 2019 e-distribuzione ha installato circa 6,08 milioni di Open Meter di cui 4,9 milioni posati dalle imprese di massa in sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione e 1,1 milioni posati per lavori di allacciamento o sostituzione richiesti dai clienti.

Nel 2019 sono stati installati complessivamente 5,47 milioni di contatori monofase e 610.000 contatori trifase.

Il totale delle installazioni Open Meter nei tre anni di piano è pari a circa 13,4 milioni.

A fine 2019, circa 13 dei 32 milioni dei clienti totali di e-distribuzione hanno un contatore elettronico di seconda generazione (CE2G) installato.

Nel 2019 hanno lavorato al piano di installazione massiva circa 1.200 operatori di 56 imprese su 126 lotti contrattuali, il cui importo complessivo ammonta a circa euro 170 milioni. Nell'autunno del 2019 sono stati attivati altri 15 nuovi lotti contrattuali per un valore di circa euro 20 milioni.

L'investimento totale 2019 per il piano Open Meter è stato pari a circa euro 511 milioni.

Parallelamente, è proseguita anche l'installazione dei concentratori di seconda generazione, utile per ottemperare alle richieste di performance del sistema 2G: nel corso del 2019 sono stati installati circa 98.000 concentratori di seconda generazione.

FIBRA OTTICA

Nell'ambito del "Piano nazionale Banda Ultra Larga" e del "Piano di Crescita Digitale 2014-2020", il legislatore italiano ha approvato il decreto legislativo n. 33/2016 che prevede la condivisione delle infrastrutture fisiche esistenti per facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica in banda ultra larga.

e-distribuzione, per favorire il processo di digitalizzazione del paese, mette quindi a disposizione a condizioni trasparenti, non discriminatorie, eque e ragionevoli le proprie infrastrutture elettriche a tutti gli operatori di telecomunicazione che le richiedano per sviluppare la rete in fibra ottica nel rispetto di specifiche regole e condizioni necessarie per salvaguardare l'efficienza e la continuità del servizio pubblico di distribuzione di energia elettrica, oltre che per garantire la prevenzione del rischio elettrico e la sicurezza dei lavoratori e di terzi.

A seguito dell'accreditamento sul portale fibra di e-distribuzione e della stipulazione del Contratto di Accesso, l'operatore di telecomunicazioni può richiedere a e-distribuzione la Certificazione di applicabilità della progettazione, attività mediante la quale e-distribuzione verifica la compatibilità della progettazione della rete in fibra ottica con l'infrastruttura elettrica aerea. In caso di esito parzialmente positivo della valutazione di idoneità dell'Infrastruttura elettrica, e-distribuzione comunica all'operatore gli interventi necessari per l'adeguamento dell'Infrastruttura elettrica aerea e i relativi oneri.

L'operatore di telecomunicazione, qualora ritenga di utilizzare l'Infrastruttura e-distribuzione per la posa della rete in fibra ottica, invia una Richiesta di Offerta che può includere tratte di infrastruttura elettrica aerea, tratte di infrastruttura elettrica interrata, tratte di adduzione e tratte verticali di interesse. Relativamente all'Infrastruttura aerea, l'operatore può richiedere l'Offerta esclusivamente per le tratte che abbiano ricevuto esito positivo o parzialmente positivo dalla Certificazione. A seguito dell'accettazione dell'Offerta da parte dell'operatore, e-distribuzione procede con gli eventuali interventi necessari per l'adeguamento dell'Infrastruttura elettrica.

Nel corso dell'anno 2019:

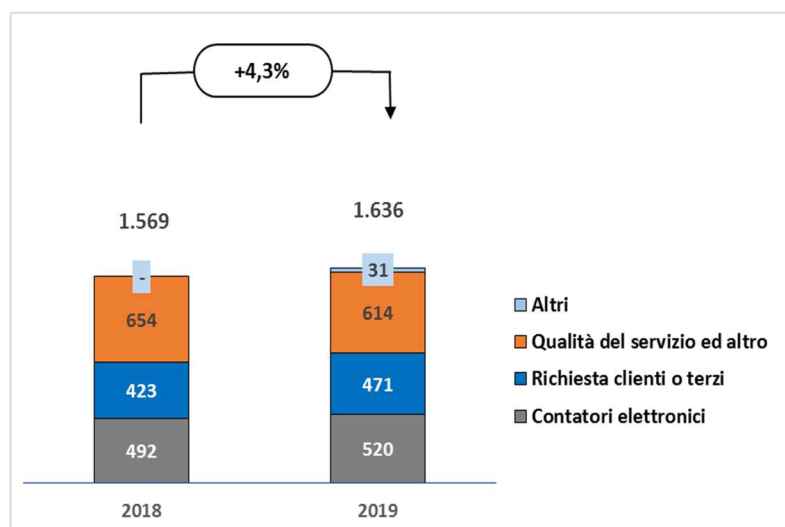
- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di circa 25.600 km di rete di infrastruttura elettrica aerea, il 34% in più rispetto all'anno 2018. Dall'inizio del progetto i chilometri di rete elettrica certificati sono quasi 48.000
- operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 15.500 km di rete, in linea con il 2018. Dall'inizio del progetto sono stati accettate Offerte per quasi 38.000 km
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per quasi 2.900 km di infrastruttura elettrica aerea. Dall'inizio del progetto sono stati effettuati lavori di adeguamento per oltre 3.400 km.

Complessivamente, a fine 2019, l'infrastruttura elettrica aerea messa a disposizione degli operatori di Tlc da e-distribuzione è pari a quasi 21.000 km.

Investimenti

Gli investimenti realizzati nel corso del 2019 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli adeguamenti alle prescrizioni e agli adeguamenti tecnologici.

Milioni di euro



Gli investimenti per “richiesta clienti e terzi” registrano un aumento di euro 48 milioni rispetto ai consuntivi dell’anno 2018 in relazione principalmente all’incremento delle richieste di spostamento da parte di clienti/terzi (pari a euro 27 milioni), all’incremento degli allacciamenti con lavori complessi sia in alta/media (per euro 15 milioni) che in bassa tensione (per euro 21 milioni) solo in parte compensati da una riduzione degli investimenti per le richieste di adeguamento al carico per criticità

sulla rete (per euro 15 milioni).

Gli investimenti in “contatori elettronici” (inclusi gli apparati di teletrasmissione) registrano un incremento di euro 28 milioni rispetto all’anno precedente, conseguenza del piano Open Meter, approvato dall’ARERA 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 2019 su un parco contatori elettronici installati di circa 35,9 milioni, circa 13 milioni sono di seconda generazione di cui circa 6 milioni installati nel corso del 2019.

Gli investimenti in “qualità del servizio e altro” (adeguamenti e/o interventi a seguito guasti) registrano una riduzione complessiva di euro 40 milioni rispetto al 2018.

In particolare:

- gli investimenti per la qualità del servizio del 2019, riconducibili prevalentemente al contenuto della delibera 646/2015/R/eel ARERA, che ha definito la regolazione per la continuità del servizio per il periodo di regolazione 2016-2023, nonché al Piano Resilienza, presentano un contenimento rispetto al 2018 pari a complessivi euro 64 milioni, in parte dovuto ai minori investimenti legati al Piano Resilienza, come da piano comunicato all’ARERA (per euro 21 milioni);
- gli investimenti per adeguamenti registrano un incremento pari a euro 22 milioni (di cui euro 30 milioni sui nuovi progetti finanziati PON, in parte compensati dalla riduzione di euro 8 milioni di quelli sulle attività tradizionali);
- gli interventi di ricostruzione impianti in conseguenza degli eventi meteorologici di natura eccezionale del 2019 presentano un incremento di euro 16 milioni in parte compensato dalla riduzione degli interventi sugli immobili e dall’acquisto delle attrezzature che hanno avuto una riduzione, rispetto al 2018, di euro 14 milioni.

Gli “altri” investimenti presentano un incremento complessivo pari a euro 31 milioni riconducibile:

- per euro 23 milioni agli anticipi versati a favore di Open Fiber per attività sul progetto DSO 4.0 e riduzione degli acconti versati per il progetto Open Meter;
- per euro 7 milioni all’aumento delle attività materiali in leasing in seguito alla sottoscrizione di nuovi contratti;
- per euro 1 milione ad operazioni straordinarie connesse essenzialmente ad acquisizione di impianti da Enel Produzione.

Politica ambientale

Nel 2019 e-distribuzione S.p.A. ha mantenuto la certificazione del Sistema di Gestione Integrato per la Salute e Sicurezza sul Lavoro, l'Ambiente, la Qualità, l'Energia, implementandolo con il sistema di Prevenzione della corruzione in conformità agli standard di riferimento (UNI EN ISO 14001, UNI EN ISO 9001, OHSAS 18001, UNI CEI EN ISO 50001 e UNI ISO 37001). Le visite ispettive effettuate nel corso dell'anno dall'Ente di Certificazione (RINA) si sono concluse con esito positivo, senza evidenziare alcuna 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 in tutte le strutture organizzative e per tutti gli impianti della Rete (oltre 1 milione di km di elettrodotti e più di 400.000 cabine di trasformazione).

Resta confermato il documento di Politica Integrata Sicurezza e Salute sul Lavoro, Ambiente, Qualità, Energia e Prevenzione della Corruzione, che definisce i principi in base ai quali e-distribuzione gestisce le proprie attività.

- ricerca l'ottimizzazione economicamente sostenibile dei processi aziendali, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della sicurezza e salute dei lavoratori, della qualità del servizio, della razionalizzazione dei consumi energetici e della prevenzione della corruzione;
- stabilisce e persegue obiettivi per il miglioramento e la sostenibilità delle prestazioni aziendali per creare valore condiviso per l'Azienda e le Parti Interessate 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";
- valuta costantemente i rischi per la prevenzione della corruzione connessi alle attività del business e adotta un approccio sistematico al fine di eliminare i rischi alla fonte;
- 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;
- promuove ad ogni livello (dipendenti, fornitori, terzi) iniziative per accrescere la consapevolezza e incentivare condotte ambiziose in tema di ambiente, sicurezza, salute sul lavoro ed efficienza energetica;
- persegue iniziative per comunicare efficacemente la politica e la gestione in materia di sicurezza, ambiente, qualità ed efficienza energetica;
- promuove lo sviluppo di tecnologie innovative per l'ambiente attraverso la creazione di reti intelligenti (smart grids) nonché di soluzioni di gestione digitale degli asset che ne migliorano le prestazioni;
- utilizza i migliori fornitori e promuove il loro coinvolgimento nel raggiungimento degli obiettivi della Società;
- soddisfa gli obblighi legali di conformità nonché gli impegni volontari 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.

Nel rispetto di tali principi e in continuità con gli anni precedenti, e-distribuzione ha proseguito nel 2019 le azioni volte a contenere l'impatto sull'ambiente delle reti elettriche:

- 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 interventi formativi specifici rivolti al personale che effettua attività sulle suddette apparecchiature, al fine di ridurne 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, anche 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.

Nel corso del 2019, al fine di recepire cambiamenti organizzativi e normativi, sono state aggiornate alcune procedure e istruzioni operative in materia ambientale, quali la gestione degli aspetti relativi al rumore, i criteri di valutazione dei campi magnetici, la certificazione del personale che svolge attività su apparecchiature elettriche contenenti FGAS. E' stata inoltre definita una nuova check list per i controlli ambientali, recepita nella Procedura n. 1110 "Gestione dei controlli in linea e fuori linea".

La normativa ambientale e altri temi specifici come la gestione dei rifiuti sono stati oggetto di una formazione mirata che ha coinvolto i ruoli chiave delle unità Salute Sicurezza e Ambiente di e-distribuzione durante il secondo semestre dell'anno.

Infine, per quanto attiene gli indicatori di performance ambientali, nel 2019 si evidenzia che – rispetto al 2018 – la percentuale di recupero dei rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti direttamente da e-distribuzione S.p.A. è aumentata dal 70% al 74%, mentre la percentuale di trasformatori in olio con PCB in servizio si è ridotta dallo 0,17% allo 0,1% sul totale delle apparecchiature installate.

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 il 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 il D.M. dell'11 gennaio 2017 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. Con il D.M. 10.05.2018 il periodo necessario a completare l'obbligo è stato nuovamente portato a 3 anni con il 60% da assolvere nel primo anno.

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 di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente 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 superasse 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.

È 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%

Con il D.M. 10.05.2018 e la Del.487/2018 la formula del contributo è stata nuovamente modificata: è stato fissato un valore massimo del contributo pari a 250€ e l'introduzione nel calcolo, oltre agli scambi sulla borsa, anche dei contratti bilaterali compresi in un range di prezzo inferiore a 250€ e con una variabilità del +/-20%.

A seguito di una sentenza del Tar Lombardia del 28.11.2019, la Del. 487/2018 è stata annullata ed in parte è stato annullato anche il D.M. 15.05.2018 nella parte di fissazione di un valore massimo del contributo pari a 250€. Con successiva Del. 529 del 10 dicembre 2019 l'ARERA ha avviato un processo di ridefinizione del contributo tariffario a partire dall'anno d'obbligo 2018 mediante consultazione con gli operatori da chiudersi entro 120 giorni e stabilendo che tale processo di ridefinizione dovrà tener conto di quanto sancito dalla sentenza del Tar Lombardia, continuando a perseguire l'incentivazione del comportamento efficiente degli operatori e il contenimento dell'impatto degli oneri in capo ai clienti finali e evidenziando che il driver più corretto per la definizione del costo complessivo del meccanismo sia rappresentato dal costo sostenuto dai distributori

In assenza di una Delibera valida per la definizione del contributo a fine 2019, basato sugli scambi avvenuti da giugno a dicembre 2019, si è utilizzato prudenzialmente il criterio dettato dall'ultima Delibera in vigore (Del.487/2018), applicando quindi il cap al contributo a 250€/TEE. Tale valore si modificherà per effetto degli scambi che si manifesteranno sul mercato nella restante parte dell'anno d'obbligo (gennaio-maggio 2020), e per effetto delle nuove regole che verranno pubblicate da ARERA dopo il periodo di consultazione sopra citato, per arrivare al contributo definitivo ultimo che verrà pubblicato a giugno 2020. Il D.M. 2018 ha introdotto anche la possibilità di acquistare titoli "fittizi", a cui non corrispondono progetti di efficientamento energetico, dal GSE ad un prezzo corrispondente a 260€/TEE (prezzo di acquisto pari a 10€ senza corrispondente corresponsione del contributo) al fine di ottemperare all'obbligo in mancanza di TEE sul mercato. Per accedere all'acquisto di tali titoli "fittizi" è necessario aver adempiuto con l'acquisto sul mercato di almeno il 30% dell'obbligo annuale (ad oggi non è stato ancora chiarito se questa percentuale sia calcolata sull'obbligo minimo o sull'obbligo minimo più i residui degli anni precedenti).

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 2019 e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 1.998.839 TEE e ha contemporaneamente acquistato TEE "fittizi" pari a n. 769.033, conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2018 e azzerando il residuo obbligo 2016.

Al 31 dicembre 2019 la società ha provveduto ad acquistare (da giugno 2019 a dicembre 2019) ulteriori n. 715.092 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2020 e compresi i TEE "fittizi", almeno il 60% dell'obbligo 2019 (pari a 1,4 milioni di titoli), oltre alla quota restante dell'obbligo 2017

Nel corso del 2019, con l'obiettivo di riuscire ad adempiere all'obbligo in scadenza, e-distribuzione S.p.A. ha cercato di contrastare derive speculative al rialzo acquistando le minime quantità necessarie al soddisfacimento dell'obbligo, diversificando per quanto possibile le modalità di acquisto, in una situazione di mercato che vede una forte riduzione dell'offerta con prezzi elevati ma stabilizzati intorno ai 260€/TEE.

Risorse umane

Organizzazione

Al 31/12/2019 la struttura organizzativa di e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 7, del 25/06/2019 e si compone di:

- Unità Tecniche Centrali: Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione; Salute, Sicurezza e Ambiente; Qualità; Sviluppo Rete; Tecnologie di Rete; Open Meter Deployment.
- Unità di staff: Amministrazione; Pianificazione e Controllo; Personale ed Organizzazione; Affari Legali e Societari;
- Unità territoriali: Area Nord Ovest; Area Nord; Area Centro Nord; Area Lazio Sicilia; Area Adriatica; Area Sud, articolate in 57 Zone e 236 Unità Operative Rete;
- Progetto “Fibra Ottica” attività connesse alla messa a disposizione delle infrastrutture di Rete per la posa di fibra ottica”,
- Data Protection Officer, unità creata per adempiere agli obblighi della Comunità Europea ai fini della protezione dati sensibili.

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

Non ci sono state modifiche intervenute nell'anno, dopo il rilascio del nuovo modello organizzativo territoriale avvenuto con la Disposizione Organizzativa n. 941 versione 3 del 24-12-2018, con decorrenza 7/01/2019, che prevedeva il superamento delle 3 Macro Aree e delle 11 unità di Distribuzione Territoriale, sostituite da 6 Aree Territoriali, oltre ad una rivisitazione dei perimetri e del numero di Zona e di Unità Operative.

Inoltre, e-distribuzione S.p.A., essendo società di un Gruppo verticalmente integrato (società Capogruppo: Enel S.p.A.) ha adottato dal 2009 le prescrizioni previste dalla “normativa unbundling”.

Consistenze

Come evidenziato nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2019 del personale di e-distribuzione S.p.A. è pari a 14.905 unità, con un decremento netto di 237 unità rispetto al 31 dicembre 2018 dovuto a 796 cessazioni (di cui 680 per effetto art.4) e alla mobilità in uscita (181 unità) verso altre Società del Gruppo. Nel 2019 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento di 610 risorse di cui 72 impiegati e 537 operai; relativamente alla mobilità interna si è registrato l'ingresso di 130 risorse provenienti da altre Società del Gruppo.

	Consistenza al 31 dicembre 2018	Assunzioni e reinserimenti	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2019
Dirigenti	105	1	4	(11)	7	98
Quadri	1.002	-	57	(8)	82	1.019
Impiegati	7.385	72	523	(17)	(56)	6.861
Operai	6.650	537	212	(15)	(33)	6.927
TOTALE	15.142	610	796	(51)	-	14.905

Sviluppo e Formazione

Le principali attività di sviluppo e formazione delle risorse umane per l'anno 2019 hanno riguardato:

- La diffusione di stili di leadership evoluti per sostenere gli impatti della riorganizzazione
- La realizzazione di iniziative per rafforzare la Cultura della sicurezza
- L'implementazione di iniziative volte alla crescita e allo sviluppo del mondo operativo
- La definizione e l'implementazione di percorsi formativi specialistici mirati.

Rispetto al primo punto, job rotation, osmosi e contaminazione sono i driver che hanno guidato il cambio di mindset richiesto dalla nuova organizzazione. A supporto del management è stata istituita la Leadership Program Academy, un percorso digitale sui temi di business acumen, people management e digital leadership, come percorso di autosviluppo e di formazione.

Le iniziative per consolidare la cultura della sicurezza hanno avuto come focus:

- l'individuazione di influencer e un rafforzamento della leadership per la responsabilizzazione piena sui contenuti di safety
- il rafforzamento della catena del commitment
- un'attenzione alle dimensioni soggettive e organizzative legate alla sicurezza sul lavoro.

Altro tema chiave approfondito nel 2019 è la diffusione di un modello di people management 2.0 per i capi Unità Operative e per i Capi Squadra. Il mondo operativo si trova in un momento chiave della transizione energetica e deve essere abilitato il più possibile ad esprimere il proprio potenziale. Il people management 2.0 aiuta i responsabili a lavorare su elementi di coaching e di storytelling per gestire in modo sostenibile le persone e per aiutarli a diffondere in modo coinvolgente i principali messaggi aziendali.

Queste direttrici di sviluppo hanno caratterizzato anche le iniziative di formazione, a partire dall'induction dedicato a neo laureati e apprendisti. Oltre agli approfondimenti tecnici, infatti, grande attenzione è stata dedicata alle competenze soft e trasversali (project management, comunicazione efficace, storytelling) all'interno della cornice culturale Open Power.

Infine, sono state realizzate iniziative di formazione specialistica su:

- tematiche tecniche ed emergenti come Cyber Security e licenze per piloti di droni
- ambiti funzionali specialistici di Esercizio e Manutenzione, Sviluppo Rete, Commerciale e Tecnologie di Rete.

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 2019 sono state presentate alle OO.SS., sia nazionali che territoriali, così come all'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza Infrastrutture e Reti.

Nel corso del primo trimestre dell'anno si sono tenuti degli incontri di approfondimento con le organizzazioni sindacali su alcuni aspetti specifici post riassetto organizzativo con particolare attenzione ai riflessi sul personale.

L'interlocuzione sindacale è stata successivamente incentrata sulla ripresa di alcuni temi rilevanti come quello del nuovo modello di funzionamento della reperibilità operativa e della gestione delle emergenze.

Con riferimento al tema della gestione del turnover è stato presentato alle OO.SS. l'andamento degli ingressi e delle uscite (ex art. 4 legge Fornero) alla luce dei criteri stabiliti dall'accordo sindacale nazionale 27/11/2015 definendo e realizzando un piano di inserimenti coerenti con i razionali dell'accordo e in grado di rispondere alle necessità dell'organizzazione.

L'attività dell'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza Infrastrutture e Reti ha accompagnato come di consueto l'evoluzione delle relazioni sindacali sui temi della sicurezza con pareri e proposte su diversi temi fra cui il nuovo documento PRE (Prevenzione Rischio Elettrico) che è giunto alla sua versione definitiva.

Sicurezza sul lavoro

Nell'ambito del piano delle iniziative volte al miglioramento continuo della sicurezza sul lavoro, 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.

Formazione di apprendistato (Operaio 2.0)

È proseguita nel 2019 l'erogazione dei moduli di formazione per i neoassunti degli anni 2016, 2017, 2018 ed è stato avviato il programma di formazione del I° anno per i circa 160 apprendisti assunti nel 2019 (maggio); è stata inoltre avviata l'erogazione dei moduli del I° anno per i circa 370 apprendisti assunti nel mese di dicembre 2019. Per tutti è stato nel contempo consolidato il percorso formativo sulla base dei nuovi contenuti afferenti ad argomenti tecnico/organizzativi (Digital Induction).

Formazione di apprendistato in alternanza scuola-lavoro

Nel corso del 2019 gli operai di Alternanza scuola lavoro del secondo ciclo iniziato nel 2016, hanno completato il percorso di apprendistato professionalizzante della durata di 13 mesi e hanno iniziato un percorso di completamento della formazione ai fini del conseguimento della qualifica di PES AT, che avrà la durata di 12 mesi.

Nel 2019, i neo-diplomati del terzo ciclo di alternanza scuola lavoro avviato nel 2017, sono stati definitivamente inseriti in azienda con contratto di apprendistato professionalizzante della durata di 13 mesi e hanno iniziato il percorso di formazione a complemento di quello già realizzato in alternanza.

Accanto ad argomenti di carattere tecnico e di sicurezza sono previsti periodi di affiancamento operativo nelle squadre di appartenenza. In tal modo, gli apprendisti, già qualificati PAV BT, potranno acquisire la qualifica PES per l'esercizio delle reti MT/BT e l'idoneità ai lavori sotto tensione BT per la piena operatività sulle reti di e-distribuzione.

Nel corso del 2019 è proseguito inoltre il quarto ciclo di apprendistato in alternanza scuola-lavoro avviato nel 2018 con due istituti tecnici, uno a Torino e uno a Ravenna, focalizzato su contenuti digitali.

Sensibilizzazione infortuni stradali in itinere

In relazione al reiterarsi di eventi infortunistici di tipo stradale che hanno coinvolto nel 2018 e 2019 dipendenti di 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.

Sono stati inoltre erogati corsi di guida sicura a più di 500 dipendenti.

Progetto Comportamenti

“Sviluppo comportamenti sicuri”

Nel 2019 è proseguito il progetto comportamenti sicuri, sviluppato da e-distribuzione in collaborazione con l'istituto Piepoli, finalizzato all'individuazione di nuovi strumenti di prevenzione nell'ambito della sicurezza sul lavoro, sia per il personale operativo di e-distribuzione sia per quello delle imprese.

Nel primo caso la formazione sui comportamenti sicuri rivolta alle prime 62 squadre è stata estesa alle altre squadre in cui – sulla base del questionario di rilevazione della propensione al rischio – risultava una persona con questa caratteristica. L'intervento formativo, curato in questo caso da personale interno a sua volta formato sugli aspetti della sicurezza comportamentale, ha coinvolto quasi 1800 persone in circa 120 sessioni erogate durante l'anno.

Nel secondo caso, la fase di somministrazione del questionario ha coinvolto 68 imprese (di cui 57 appartenenti a 11 Consorzi), con una redemption del 93% e una significativa partecipazione del personale operativo interessato (oltre 2700 rispondenti).

I risultati della rilevazione saranno quindi elaborati per definire le opportune azioni di sensibilizzazione e formazione anche nei confronti degli addetti delle imprese.

Progetto SHE2.019

Nel corso del 2019 ha avuto applicazione in e-distribuzione il Progetto SHE2.019, prosecuzione del progetto SHE365 avviato nel 2018, con l'obiettivo di:

- Rinforzare la catena del commitment su Salute, Sicurezza ed Ambiente
- Facilitare la nascita di nuove iniziative trasversali nelle varie Business Lines da chi lavora sul campo, a livello globale e locale
- Aumentare e consolidare il coinvolgimento degli appaltatori su Salute, Sicurezza ed Ambiente.

Nell'ambito del progetto SHE2.019 sono state quindi ulteriormente sviluppate le iniziative avviate nel 2018, in particolare:

1. Post job evaluation

- a. Incontri mensili Capo squadra e squadra per analisi impedimenti operativi e loro risoluzione, near miss e spunti di miglioramento. Invio evidenze di maggior rilievo a Capo UOR e Referente SIA Zona
- b. Incontro periodico di sintesi a livello Zona e successivo allineamento Capo DTR/SIA

La sperimentazione è stata avviata su 21 Zone; sono stati compilati 3.680 moduli di Post Job Evaluation ed avviata l'analisi dei relativi outcomes.

2. Riesame qualifiche PES

- a. Riesame triennale qualifiche PES mediante verifiche tecniche, prove pratiche e colloquio con Datore di Lavoro o suo Delegato.

Nel 2019 sono stati sottoposti a riesame più di 1.200 operai; dopo una serie di edizioni pilota effettuate nel mese di luglio, dal mese di settembre 2019 l'attività è stata avviata a livello nazionale in tutti gli 11 Centri di Addestramento master e standard, con modalità comuni e processo standardizzato. Il format del riesame per il personale operativo prevede una prova scritta, seguita da una prova operativa con colloquio finale. Per quanto riguarda il personale tecnico, il cui riesame sarà avviato nel corso del 2020, la prova operativa è sostituita dalla redazione di documenti di lavori tipici (piani di lavoro e simili).

Safety Leadership Program

Sempre nell'ambito del progetto SHE2.019, è stato avviato il progetto Safety Leadership Program, che ha previsto l'individuazione di circa 70 colleghi, selezionati nell'ambito di un mix di genere, età e ruolo, destinati ad assumere un ulteriore ruolo "trasversale" nell'organizzazione, ossia quello di "influencer". Tale figura, opportunamente supportata dall'organizzazione e formata, attraverso un percorso dedicato, su competenze sia soft sia tecniche, è destinata a supportare, sostenere e diffondere l'attività correlata a tutte le tematiche Safety di interesse, fermo restando il suo ruolo aziendale. Per lanciare l'iniziativa, si sono tenuti 7 workshop, alla presenza dei vertici aziendali di e-distribuzione, dei responsabili Health&Safety delle unità di Global I&N e di Gruppo, delle imprese esecutrici e dei consorzi; dove si è discusso il ruolo che concretamente possono agire gli influencer in termini di diffusione delle best practice e di garanti della cultura Safety. Il progetto proseguirà nel 2020 con un percorso on the job della community, che verrà monitorato anche in termini di efficacia.

Attività di controllo cantieri

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

- ✓ Ulteriore 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 Capi Squadra
- ✓ Campagne di controlli mirati su specifici rischi, identificati dall'analisi del trend infortunistico (rischio caduta oggetti, movimentazione sostegni, organizzazione del cantiere)
- ✓ Pianificazione giornate controllo 100% cantieri impresa
- ✓ Individuazione delle imprese critiche in base ad infortuni e non conformità riscontrate nel corso dei 12 mesi precedenti, su cui concentrare i controlli
- ✓ Applicazione metodologia ECoS per verifica dei processi nelle Unità Organizzative
- ✓ Extra controlli con Team Centrale
- ✓ Partnership con le imprese appaltatrici, sviluppata con assessment ed altre iniziative di supporto per evidenziare le aree di miglioramento nella gestione dei processi safety e definire specifici piani di azione.

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.

Il ricorso a professionisti esterni per lo svolgimento di tali controlli, avviato negli anni precedenti, è sensibilmente diminuito ed il loro supporto è stato sostituito con l'ampliamento della platea di valutatori interni, per il quale è stato previsto uno specifico percorso formativo, che ha consentito sia un allineamento dei valutatori circa le modalità di valutazione delle specifiche attività operative, sia un aggiornamento delle novità introdotte e focus su particolari

settori (es. taglio piante, sicurezza per l'esecuzione di giunti MT in buca). Il corso ha visto la partecipazione di circa 1.600 dipendenti.

Ha inoltre proseguito la propria attività un Team Centrale di circa 60 tecnici specialisti di controlli cantiere, coordinati da Salute, Sicurezza e Ambiente, 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 ulteriormente incrementati a livello nazionale, arrivando ad eseguirne 10.291 (5.502 eseguiti dalle Unità Territoriali, 1.305 dal Team Centrale e 3.484 nell'ambito del progetto Open Meter Deployment). Il numero di cantieri con almeno una irregolarità è risultato pari a 888, il tasso di irregolarità rilevanti è pari a 0,08% (n. 144 irregolarità rilevanti su 190.117 item controllati).

Le azioni immediate avviate a fronte di non conformità grave, sono state:

- ✓ sospensione del preposto ed addetto d'impresa con obbligo di intervento formativo
- ✓ Sospensione totale o parziale delle attività lavorative con obbligo di 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.

Il consuntivo del 2019 è il seguente: preposti impresa sospesi 131 a cui si aggiungono 76 addetti sospesi, 11 eventi stop work e 831 penali applicate.

Nel corso del 2019 è stata inoltre attivata la somministrazione di un test sulle maestranze d'impresa interessate da provvedimenti di sospensione, che ha coinvolto circa 270 operativi, riammessi ad operare nei cantieri di e-distribuzione solo in caso di superamento del suddetto test.

Contractor Safety Index

Nel corso del 2019 è stato introdotto un processo di valutazione periodica degli appaltatori basato sulle performance riscontrate nei controlli in corso d'opera e sugli infortuni. Questo è stato possibile grazie all'introduzione di un indicatore che valuta l'andamento puntuale e storico di ogni singolo appaltatore, pesato sulle non conformità gravi e rilevanti emerse dalle visite in cantiere, così come degli eventi infortunistici anche minori (CSI). L'obiettivo è di elevare lo standard Safety delle imprese e consolidarne la Partnership, ponendo azioni conseguenti quali: tolleranza zero in caso di mancata attuazione dei dettami Safety; rinforzo dei controlli ove i segnali deboli manifestino l'esigenza di aumento del presidio; Safety Assessment & Support per colmare eventuali carenze tecniche ed organizzative.

Virtual Reality

Il progetto "Realtà Virtuale"(RV) 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 seguenti attività:

- Percorso del Preposto

- Messa in sicurezza cantiere - Scavo buca giunti
- Apertura colli morti con autocesto
- Apertura colli morti con scala a sfilo
- Chiusura colli morti con autocesto
- Chiusura colli morti con scala a sfilo
- Sostituzione IMS a parete
- Sostituzione scaricatori
- Sostituzione isolatore con scala a sfilo
- Sostituzione isolatore con autocesto
- Sostituzione fusibile
- Sostituzione trasformatore
- Sostituzione quadro BT
- Sostituzione Smart Meter
- Vestizione
- Intervento su cavo cordato
- Guasto su rete BT

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.

Tutti i Centri di Addestramento Operativo Master (3) e Standard (8) sono stati dotati di kit completo RV per provare i vari scenari e, alla fine del 2019, sono state raddoppiate le stazioni e avviata la realizzazione di nuovi scenari, relativi sia ad attività operative tipiche della distribuzione elettrica, sia ad ambienti relativi a personale esterno. Nell'ottica di una apertura sempre maggiore del Centro Addestramento Operativo (CAO) al mondo esterno, si stanno sviluppando scenari rivolti alle scuole, alle associazioni ed ai volontari della Protezione Civile e VV. F. che da tempo frequentano i CAO per seminari congiunti e collaborazioni.

Revisione delle Norme integrative per la Prevenzione del Rischio Elettrico (PRE)

Nel 2019 si è definitivamente concluso l'iter di elaborazione del Gruppo di lavoro 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, formalmente approvato durante la fase di inchiesta interna, con il coinvolgimento anche delle Unità Sviluppo Rete ed Esercizio e Manutenzione.

A valle dell'aggiornamento sui sistemi informativi aziendali (StWeb) nei primi mesi del 2020, si effettuerà il rilascio definitivo in esercizio della nuova revisione. Gli impegni correlati alla riconfigurazione organizzativa del 2019, non hanno consentito di procedere con l'introduzione nel corso dell'anno, come inizialmente previsto.

La formazione, che coinvolgerà la totalità del personale operativo e la grande parte dei tecnici (di Zona, PLA, TLV e turnisti dei centri operativi), avverrà preliminarmente all'avvio in esercizio.

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

La Società, tramite l'unità Salute, Sicurezza e Ambiente, ha continuato a collaborare con i colleghi dei progetti della Fibra Ottica per affinare le modalità di accesso in sicurezza alle infrastrutture della rete da parte delle imprese appaltatrici di Open Fiber.

Nel corso del 2019 sono state condotte circa 2.000 verifiche in campo sull'esecuzione delle attività di posa della Fibra ottica.

Progetto Open Meter

Anche per il progetto Open Meter Deployment (OMD) che riguarda le attività di sostituzione massiva dei contatori elettronici di seconda generazione (CE2G), è stata fornita la collaborazione specialistica sui temi di sicurezza che impattano l'affidamento dei lavori e soprattutto i controlli nei cantieri da parte di tecnici di e-distribuzione impegnati in sorveglianza operativa.

Nel 2019 i controlli eseguiti da personale di e distribuzione su cantieri di sostituzione massiva sono stati circa 6.000.

Progetto Digitaly

A partire dal mese di aprile 2019 è stata avviata l'implementazione di alcune iniziative scaturite dal *redesign* dei processi Health, Safety and Environment (HSE) nell'ambito del progetto Digitaly. I relativi gruppi di lavoro hanno sviluppato nuovi applicativi per la gestione dei seguenti processi:

- Controlli sicurezza ed ambiente
- Prevenzione rischio cantieri
- Gestione rifiuti e adempimenti ambientali
- DPI, attrezzature e mezzi speciali
- Gestione Infortuni e Near Miss

Alcune iniziative sono state implementate integralmente ed è in corso l'erogazione della formazione per il loro utilizzo mentre altre iniziative, seppur rilasciate in esercizio pilota, sono in corso di sviluppo.

Il progetto terminerà l'implementazione delle iniziative previste entro l'anno 2020.

Andamento infortunistico e Action plan a seguito analisi eventi

Nel 2019 si registrano valori che evidenziano la ulteriore riduzione del fenomeno infortunistico rispetto all'anno precedente, che conferma il trend decrescente degli ultimi 5 anni, del tasso di frequenza combinato che risulta pari a 1.24 (-20% rispetto al 2018, dato definitivo).

Per quanto attiene il personale di e-distribuzione, il tasso di frequenza, da un valore di consuntivo 2018 pari a 1,63 infortuni per milione di ore lavorate, registra a fine dicembre un valore di 1,35 in diminuzione del 17%. Di seguito si riportano gli infortuni gravi/mortali occorsi nel 2019.

Nel corso del 2019 si è verificato un infortunio mortale ad impresa appaltatrice; il giorno 8 febbraio, un operaio in Sicilia (Corleone, Palermo) è morto colpito da una pressa idraulica caduta mentre veniva calata dalla sommità di un sostegno su cui erano in corso delle attività lavorative.

Si sono inoltre registrati 9 infortuni gravi, che hanno coinvolto sia il personale di e-distribuzione che delle imprese appaltatrici:

- a) e-distribuzione:
 - o Incidente stradale con autocestello
 - o Caduta in piano durante spostamento a piedi
- b) Imprese appaltatrici:
 - o Due ribaltamenti mezzi operativi
 - o Caduta dall'alto con la scala a sfilo durante l'attività di taglio piante
 - o Investimento pedone ad opera mezzo di cantiere
 - o Caduta in piano in area di cantiere
 - o Due schiacciamenti durante movimentazione manuale carichi

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 v3 del 10 luglio 2018.

A seguito dell'infortunio mortale, è stata sospesa la qualifica all'impresa coinvolta; è stata inoltre fermata l'attività dell'impresa stessa, del Consorzio cui apparteneva e di tutte le altre imprese consorziate sui contratti assegnati al suddetto Consorzio.

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 2018 pari a 1,44 registra a fine dicembre 2019 un valore pari a 1,35 (in diminuzione del 6% rispetto al 2018).

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";
- "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 2019 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 2018.

Milioni di euro

	al 31 dicembre 2019	al 31 dicembre 2018	Variazione
Ricavi tariffari e Perequazioni	6.176	6.063	113
Costo trasporto e acquisto energia	(1.601)	(1.579)	(22)
Margine trasporto energia	4.575	4.484	91
Altri ricavi	651	609	42
Altri proventi operativi	834	1.018	(184)
Altri ricavi e proventi operativi	1.485	1.627	(142)
Costo del lavoro	(692)	(757)	65
Materiali	(77)	(97)	20
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(749)	(743)	(6)
Altri costi	(632)	(835)	203
Altri costi operativi	(2.150)	(2.432)	282
Margine operativo lordo	3.910	3.679	231
Ammortamenti e impairment	(1.280)	(1.175)	(105)
Risultato operativo	2.630	2.504	126
Oneri finanziari netti	(391)	(384)	(7)
Risultato prima delle imposte	2.239	2.120	119
Imposte	(653)	(613)	(40)
RISULTATO DEL PERIODO	1.586	1.507	79

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.575 milioni, risulta incrementato rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.484 milioni). L' incremento, di euro 91 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'effetto positivo, pari a euro 47 milioni, derivante dall'iscrizione dei maggiori ricavi relativi alla modifica del lag regolatorio per gli investimenti realizzati nel 2019 (Deliberazione n. 654/15 ARERA);
- all'effetto positivo derivante dalla registrazione nel 2018 della sopravvenienza passiva sui ricavi da abolizione "Regulatory Lag", pari a euro 38 milioni;
- all'effetto positivo dovuto alla contabilizzazione della quota del 20% dei ricavi su energia reattiva dal 2016 al 2019, pari a euro 35 milioni (Deliberazione n. 568/19 ARERA);
- all'effetto positivo del meccanismo perequativo a compensazione dei mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni sulle variazioni di potenza richieste dai clienti domestici, introdotto dalla delibera 568/2019, pari a euro 12 milioni;
- all'effetto positivo della remunerazione addizionale su investimenti incentivati, pari a euro 5 milioni;
- all'effetto positivo, pari a euro 12 milioni, dovuto all'aumento delle tariffe di riferimento di distribuzione e misura rispetto al 2018 (Deliberazione n. 117/19 ARERA);
- all'effetto negativo, pari a euro 6 milioni, dovuto alla pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive del 2018 (Deliberazione n. 76/19 ARERA) rispetto alle tariffe di riferimento del 2017 (Deliberazione n. 175/18 ARERA);
- all'effetto netto negativo complessivo, pari a euro 26 milioni, derivante dalle perequazioni relative al servizio di distribuzione, agli usi propri, al servizio di misura, ai costi di trasmissione e agli eventi sismici avvenuti in centro Italia.

Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.485 milioni (euro 1.627 milioni nel 2018), evidenziano un decremento di euro 142 milioni. I principali fenomeni che hanno determinato tale riduzione si riferiscono:

- al decremento dei contributi da CSEA per i titoli di efficienza energetica, pari a euro 197 milioni, conseguenti ai minori volumi di TEE acquistati nel periodo nonché dal minore contributo unitario definito rispetto allo stesso periodo del 2018;
- all'iscrizione nel 2018 del corrispettivo, pari a euro 128 milioni, relativo all'accordo tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas);
- all'iscrizione nel 2019 del corrispettivo, pari a euro 50 milioni, relativo all'accordo tra e-distribuzione e AXA Infrastructure Investissement s.a.s. e Finfra S.A. per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas);
- alla riduzione dei ricavi per vendita di contatori elettronici e servizi correlati alla società Endesa Distribución Eléctrica, pari ad euro 18 milioni;
- alla riduzione dei premi sulla continuità del servizio, pari ad euro 12 milioni;
- all'incremento dei contributi di connessione, pari a euro 55 milioni rispetto al 2018, per effetto delle maggiori richieste di spostamento ed allaccio pervenute nell'anno 2019;
- all'aumento dei ricavi per lavori in corso su ordinazione verso società del Gruppo, pari a euro 6 milioni, riferito alle prestazioni di servizi previste dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" ed effettuati alla società Open Fiber S.p.A. per consentire le attività di posa della fibra ottica sull'infrastruttura della Società;
- all'effetto positivo derivante dall'iscrizione nel 2019 dei premi resilienza di competenza del periodo, pari a euro 16 milioni;
- all'incremento, pari a euro 84 milioni, dei proventi riferiti al reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi, ai sensi della delibera n. 50/2018 ARERA e relativi interessi di mora; questi ultimi, inerenti i mancati incassi per oneri di sistema già ristorati da CSEA nell'ambito del meccanismo di reintegro previsto dalla suddetta delibera e già dichiarati nell'istanza del 2018.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.150 milioni (euro 2.432 milioni nel 2018), evidenziano un decremento di euro 282 milioni riconducibile prevalentemente:

- al decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 191 milioni, derivante dal minor prezzo di acquisto e dai minori volumi di TEE acquistati nel 2019;
- al decremento dei costi del personale, pari a euro 65 milioni, riconducibile essenzialmente alla riduzione del costo dei salari e stipendi, pari a euro 12 milioni, degli oneri sociali, pari a euro 13 milioni e degli altri costi del personale, pari a euro 31 milioni, per effetto della riduzione intervenuta nella consistenza del personale e delle maggiori capitalizzazioni effettuate nell'anno;
- alla riduzione, pari a euro 40 milioni, dei canoni di locazione terzi relativi a autoparco, locazione fabbricati e cabine per effetto dell'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16, a far data dal 1° gennaio 2019;

- alla riduzione del costo dei materiali, pari a euro 20 milioni, in seguito principalmente ai maggiori volumi di materiali capitalizzati, riscontrabile nel contestuale aumento degli investimenti in immobili, impianti e macchinari di proprietà registrato nell'anno;
- all'effetto positivo, pari a euro 25 milioni, legato ai maggiori rilasci per rischi ed oneri effettuati nell'esercizio;
- all'incremento, pari a euro 12 milioni, dei costi per manutenzioni e riparazioni da terzi in seguito a guasti;
- all'incremento, pari a euro 47 milioni, degli altri costi connessi alle penalità ed indennizzi sulla qualità del servizio di competenza dell'anno (in aumento di circa euro 34 milioni) e alle minusvalenze ordinarie (in aumento di circa euro 13 milioni).

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.910 milioni) ha subito un incremento di euro 231 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.679 milioni). L' incremento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 91 milioni e la riduzione degli Altri costi operativi (euro 282 milioni), sono stati parzialmente compensati dal decremento degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 142 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.280 milioni) mostrano un incremento di euro 105 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.175 milioni). Tale incremento è collegato all'aumento degli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 76 milioni, delle attività immateriali, pari a euro 26 milioni e delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari a euro 3 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2019 chiude con un Risultato operativo di euro 2.630 milioni, in incremento di euro 126 milioni rispetto al risultato operativo del 2018 (euro 2.504 milioni), in seguito all'aumento del Margine operativo lordo, pari a euro 231 milioni, parzialmente compensato dall'incremento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 105 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 391 milioni nel 2019 (euro 384 milioni nel 2018), accolgono oneri finanziari per euro 432 milioni (euro 438 milioni nel 2018) e proventi finanziari per euro 41 milioni (euro 54 milioni nel 2018).

Il decremento degli oneri finanziari, pari a euro 6 milioni, è sostanzialmente riconducibile alla riduzione degli interessi passivi per dilazioni di pagamento (pari a circa euro 8 milioni) parzialmente compensata dall'incremento degli interessi passivi sui finanziamenti a medio-lungo termine (pari a circa euro 2 milioni) in seguito all'applicazione del nuovo principio IFRS 16 sui contratti di leasing operativo.

La riduzione dei proventi finanziari, pari a euro 13 milioni è riconducibile alla diminuzione degli interessi attivi di mora fatturati nell'esercizio.

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 653 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 573 milioni e la fiscalità differita netta, positiva, per euro 80 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 2.239 milioni, è pari al 29,2%.

Nel 2018 le imposte sul reddito risultano pari a euro 613 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 2.120 milioni, con un'incidenza del 28,9%.

L'incremento percentuale dell'incidenza delle imposte deriva essenzialmente dalla minore rilevanza dell'effetto del regime di tassazione cd. «PEX» sul corrispettivo per la liquidazione forfetaria e anticipata dell'earn out connesso alla vendita della partecipazione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas), pari a euro 128 milioni nel 2018 e a euro 50 milioni nel 2019.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2019 risulta pari a euro 1.586 milioni (euro 1.507 milioni nel 2018).

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 2019, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati dello Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2018.

Milioni di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	13.328	12.351	977
Immobili, impianti e macchinari	16.832	15.991	841
Attività immateriali	351	291	60
Partecipazioni	-	1	(1)
Altre Attività non correnti	92	106	(14)
Passività contrattuali	(3.520)	(3.619)	99
Altre passività non correnti	(427)	(419)	(8)
Capitale Circolante Netto:	(1.649)	(1.211)	(438)
Rimanenze	451	355	96
Crediti commerciali	3.989	3.896	93
Altre attività	193	201	(8)
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(2.415)	(1.894)	(521)
Posizione tributaria netta	(132)	100	(232)
Debiti commerciali	(2.584)	(2.729)	145
Passività contrattuali	(642)	(583)	(59)
Altre passività correnti	(509)	(557)	48
Capitale investito lordo	11.679	11.140	539
Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette:	825	673	152
TFR e altri benefici ai dipendenti	(338)	(362)	24
Fondo rischi ed oneri	(399)	(600)	201
Attività per imposte anticipate nette	1.562	1.635	(73)
Capitale Investito Netto	12.504	11.812	692
Patrimonio netto	4.702	4.657	45
(Indebitamento finanziario netto)/Disponibilità liquide nette	(7.802)	(7.155)	647

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 13.328 milioni) mostrano un incremento di euro 977 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 (euro 12.351 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 841 milioni) e delle attività immateriali (euro 60 milioni) e dal decremento delle passività contrattuali (euro 99 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dalla riduzione delle altre attività non correnti (euro 14 milioni) e delle partecipazioni (euro 1 milione) e dall'incremento delle altre passività non correnti (euro 8 milioni).

L'incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 841 milioni, riflette:

- per euro 656 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 1.629 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 947 milioni) e dalle dismissioni (pari a euro 26 milioni);
- per euro 185 milioni, il valore iscritto al 31 dicembre 2019 delle attività materiali in leasing connesse ai contratti di locazione di fabbricati, macchinari tecnici, autovetture ed altri mezzi di trasporto intrattenuti dalla Società, la cui iscrizione iniziale al 1° gennaio 2019, in fase di prima applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16, è stata pari a euro 226 milioni. Quest'ultimo effetto è stato mitigato dai

movimenti intervenuti nel 2019 nei contratti rientranti nel perimetro IFRS 16, che hanno registrato incrementi per euro 7 milioni, ammortamenti per euro 43 milioni e dismissioni per euro 5 milioni.

L'incremento delle Attività immateriali, pari a euro 60 milioni, deriva sostanzialmente dall'aumento degli investimenti, pari a euro 125 milioni, parzialmente compensato dagli ammortamenti, pari a euro 65 milioni.

La riduzione delle Partecipazioni, pari a euro 1 milione, è sostanzialmente riconducibile al decremento del valore della partecipazione in Enel Saudi Arabia Ltd.

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 14 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- alla diminuzione, pari a euro 42 milioni, dei crediti e dei risconti attivi a medio/lungo termine verso la CSEA, iscritti a fronte degli acquisti dei progetti e dei titoli di efficienza energetica della Società;
- all'iscrizione, pari a euro 25 milioni, del credito esigibile oltre i 12 mesi per il corrispettivo relativo all'accordo tra e-distribuzione, AXA Infrastructure Investissement s.a.s. e Fininfra S.A. per la liquidazione anticipata e forfetaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas).

Il decremento delle Passività contrattuali, pari a euro 99 milioni, è connesso:

- alla riduzione dei risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori, pari a euro 162 milioni, per effetto dei rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 341 milioni) e della riclassifica, nelle altre passività contrattuali correnti, della quota di risconti passivi che sarà "riversata" a conto economico entro i 12 mesi successivi (pari ad euro 16 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni "over time" realizzate nel 2019 (pari a euro 195 milioni);
- all'incremento, pari a euro 63 milioni, dei risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulle reti di proprietà della Società, riconducibili ai maggiori volumi di richieste utilizzo di infrastruttura elettrica presentate dalla società Open Fiber S.p.A. rispetto al 31 dicembre 2018.

L'incremento delle Altre passività non correnti, pari a euro 8 milioni, deriva sostanzialmente:

- dall'incremento, pari a euro 43 milioni, delle passività finanziarie non correnti, a seguito dell'aumento del fair value negativo dei derivati di CFH su rischio tasso di interesse (pari a euro 41 milioni) e su rischio cambio (pari a euro 2 milioni);
- dall'aumento, pari a euro 4 milioni, dei risconti su contributi in conto capitale ricevuti dal MISE, da organismi comunitari e/o da enti pubblici locali;
- dalla riduzione dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 22 milioni;
- dalla diminuzione 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 17 milioni.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 1.649 milioni, mostra un incremento di euro 438 milioni rispetto al 31 dicembre 2018 (negativo per euro 1.211 milioni). Tale variazione deriva essenzialmente dall'incremento dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 521 milioni), della posizione tributaria netta negativa (pari a euro 232 milioni), delle passività contrattuali (pari a euro 59 milioni) e dalla riduzione delle Altre

attività (pari a euro 8 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle rimanenze (pari a euro 96 milioni) e dei crediti commerciali (pari a euro 93 milioni) nonché dalla riduzione dei debiti commerciali (pari a euro 145 milioni) e delle altre passività correnti (pari a euro 48 milioni).

L'incremento delle Rimanenze, per euro 96 milioni, deriva principalmente dall'aumento degli stock di materiale da destinare ai progetti finanziati PON e POR e/o alle attività per la manutenzione ed il funzionamento della rete di distribuzione (complessivamente per circa euro 56 milioni) nonché all'aumento delle giacenze di contatori di seconda generazione acquistate per far fronte alle installazioni previste dal piano Open Meter (pari a circa 38 milioni).

L'aumento dei Crediti commerciali, pari a euro 93 milioni, è riconducibile all'incremento dei crediti verso terzi, pari ad euro 193 milioni e dei crediti verso Società del Gruppo, pari a euro 99 milioni. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione, pari a euro 199 milioni, dei crediti da "abolizione Regulatory Lag".

La riduzione delle Altre attività, pari a euro 8 milioni, è scaturita principalmente:

- dalla diminuzione, delle attività finanziarie correnti, pari a euro 2 milioni, in seguito alla riduzione del fair value dei derivati di CFH riferiti alla copertura del rischio di cambio connesso all'acquisto dei contatori e concentratori di nuova generazione, per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD;
- dalla riduzione delle altre attività correnti, pari complessivamente ad euro 6 milioni.

L'incremento dei Debiti netti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a euro 521 milioni, è riconducibile ai seguenti effetti:

- aumento del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 477 milioni, essenzialmente per la maggiore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema registrata nell'esercizio 2019 (nel secondo semestre 2018 la componente ARIM era stata azzerata).
- incremento del debito per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 53 milioni, integralmente riconducibile al maggior debito per penali titolo IV iscritto nel 2019 rispetto all'esercizio precedente;
- incremento del debito per Perequazioni, pari a euro 25 milioni in seguito all'iscrizione del debito dell'anno 2019 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi distribuzione (pari a euro 98 milioni) e perequazione misura (pari a euro 3 milioni), in parte compensato dalla riduzione intervenuta in seguito al pagamento dei saldi a debito dei meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIV, per complessivi euro 107 milioni (di cui euro 31 milioni relativi a sopravvenienze passive);
- decremento del credito verso CSEA per i premi e altre partite sulla continuità del servizio, pari a euro 48 milioni, in conseguenza del minor volume di indennizzi erogati ai clienti da rivalere sul Fondo Eventi Eccezionali (per euro 34 milioni) e della riduzione del premio relativo alla continuità del servizio relativo all'esercizio in chiusura (pari a euro 14 milioni);
- riduzione degli Altri debiti pari a euro 26 milioni, in seguito al rilascio del debito verso CSEA per il 20% dell'energia reattiva anni precedenti;

- incremento del credito per Perequazioni, pari a euro 16 milioni, in seguito dall'iscrizione del credito, relativo all'esercizio 2019, per i meccanismi di perequazione relativi agli usi propri (euro 19 milioni), ai costi di trasmissione (euro 19 milioni), agli eventi sismici avvenuti in centro Italia (euro 23 milioni), alla maggior remunerazione per gli investimenti incentivati entrati in esercizio negli anni 2008-2015 (euro 7 milioni) e dal meccanismo perequativo a compensazione dei mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni sulle variazioni di potenza richieste dai clienti domestici, introdotto dalla delibera 568/2019 (euro 12 milioni). Tale effetto è stato in parte compensato dall'incasso dei saldi a credito dei meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT, dal TIV e dal TIME, per complessivi euro 85 milioni (di cui euro 21 milioni relativi a sopravvenienze);
- incremento del credito verso CSEA relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 22 milioni, deriva dall'iscrizione del credito relativo ai titoli acquistati per l'obbligo dell'anno 2019, pari a euro 201 milioni, parzialmente compensato dall'incasso del credito maturato sui TEE iscritti nel 2018 e dall'effetto della cessione pro soluto, in essere a dicembre 2019, pari a euro 164 milioni;
- iscrizione dei crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 16 milioni, riferiti alla quota di premi relativa all'esercizio 2019, prevista dal meccanismo istituito dalla delibera 668/2018 ed avente ad oggetto l'incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica;
- incremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a euro 2 milioni.

L'incremento della Posizione tributaria netta negativa, pari a euro 232 milioni, deriva sostanzialmente:

- dalla rilevazione del saldo a debito, tra gli acconti versati e la stima delle imposte (IRES e IRAP) per l'esercizio 2019, pari a euro 25 milioni (al 31 dicembre 2018 il saldo netto tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio e gli acconti versati risultava a credito per euro 51 milioni);
- dalla rilevazione al 31 dicembre 2019, del debito derivante dalla liquidazione IVA di Gruppo, pari a euro 80 milioni (al 31 dicembre 2018, la Società risultava a credito per euro 76 milioni).

Il decremento dei Debiti commerciali, pari a euro 145 milioni, è la diretta conseguenza della riduzione sia dei debiti verso terzi (euro 134 milioni) che di quelli verso altre società del Gruppo (euro 23 milioni), parzialmente compensata dall'aumento dei debiti verso la controllante (complessivamente pari a euro 12 milioni).

L'aumento delle Passività contrattuali, pari a euro 59 milioni, può essere essenzialmente ricondotto:

- all'aumento degli acconti su contributi per allacciamenti e aumenti di potenza richiesti dalla clientela e in corso di ultimazione, pari a euro 35 milioni;
- all'aumento della quota di risconti passivi su contributi per allacciamenti e aumenti di potenza richiesti dalla clientela che sarà riversata a Conto Economico entro i 12 mesi successivi, pari a euro 16 milioni;
- all'incremento dei risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica verso Open Fiber, pari a euro 4 milioni;
- all'aumento del debito per lavori in corso su ordinazione verso Open Fiber, pari a euro 3 milioni;
- alla presenza di euro 1 milione di anticipi su vendite, ricevuti da terzi.

La riduzione delle Altre passività correnti, pari a euro 48 milioni, deriva essenzialmente:

- dalla riduzione degli acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari, pari a 17 milioni di euro, essenzialmente in seguito alla riclassifica ai conti dei risconti passivi degli acconti relativi al progetto NER 300 (pari a euro 13 milioni) in seguito al completamento dei lavori per cui essi erano stati ricevuti;
- dalla diminuzione dei debiti verso clienti, pari a euro 38 milioni;
- dalla riduzione dei risconti passivi per titoli di efficienza energetica, pari a euro 7 milioni;
- dall'incremento, pari a euro 14 milioni, dei debiti per indennizzi qualità tecnica verso le società Enel Energia (euro 6 milioni) e Servizio Elettrico Nazionale (8 euro milioni).

Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette

La composizione dei Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette è esposta nella tabella seguente:

Milioni di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
TFR e altri benefici ai dipendenti	(338)	(362)	24
Fondo rischi e oneri futuri	(399)	(600)	201
Attività per Imposte differite nette:	1.562	1.635	(73)
Passività per imposte differite	(16)	(16)	-
Attività per imposte anticipate	1.578	1.651	(73)
Totale	825	673	152

La variazione in aumento della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 152 milioni, è conseguenza essenzialmente:

1. del decremento del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 24 milioni, attribuibile sostanzialmente alle uscite del personale avvenute nel 2019 ed alla conseguente rideterminazione dei piani;
2. del decremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 201 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 1 milione di accantonamenti, euro 123 milioni di utilizzi ed euro 8 milioni di rilasci;
 - dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 6 milioni di accantonamenti, da euro 9 milioni di utilizzi e da euro 6 milioni di rilasci a conto economico;
 - dal Fondo franchigie assicurative, che è stato interessato da euro 15 milioni di accantonamenti e da euro 17 milioni di utilizzi;
 - dai Fondi Altri, interessati da euro 44 milioni di accantonamenti, da euro 29 milioni di utilizzi e di euro 75 milioni di rilasci.
3. dalla riduzione delle Attività per Imposte differite nette, pari a euro 73 milioni, derivante dalla riduzione della fiscalità differita attiva sui fondi rischi ed oneri.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a euro 12.504 milioni (euro 11.812 milioni al 31 dicembre 2018), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.702 milioni e da mezzi di terzi per euro 7.802 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.702 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 accumulati), negative per euro 4 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.586 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 7.802 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 8.373 milioni) e dalle Passività finanziarie (euro 19 milioni), parzialmente compensati dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (positivo per euro 79 milioni) e dalle Attività finanziarie (euro 511 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	Variazione
Indebitamento a breve termine	(14)	338	(352)
Quota corrente Mutui BEI	(106)	(106)	-
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Quota corrente finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(24)	-	(24)
Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(17)	-	(17)
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	79	358	(279)
Passività finanziarie correnti (debiti per interessi sul conto corrente intersocietario ed oneri su crediti di firma)	(19)	(21)	2
Attività finanziarie correnti	162	196	(34)
Indebitamento a m/l termine	(7.788)	(7.493)	(295)
Mutui BEI	(1.776)	(1.632)	(144)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(715)	(804)	89
Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	(2)	(1)	(1)
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Finance International	(5.500)	(5.500)	-
Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(106)	-	(106)
Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(38)	-	(38)
Attività finanziarie non correnti	349	444	(95)
(Indebitamento finanziario netto)/Disponibilità liquide nette	(7.802)	(7.155)	(647)

Esso presenta un incremento rispetto allo scorso esercizio pari a euro 647 milioni, determinato dall'incremento sia dell'indebitamento a breve termine (pari a euro 352 milioni) che di quello a medio e lungo termine (pari a euro 295 milioni).

La variazione in aumento dell'indebitamento a breve è essenzialmente determinata da:

- la riduzione delle disponibilità liquide e conto corrente intersocietario, pari a euro 279 milioni;
- l'incremento della quota corrente dei finanziamenti per contratti di leasing, sia verso Enel Italia (pari a euro 24 milioni) che verso terzi (pari a euro 17 milioni).

La variazione in aumento dell'indebitamento a medio e lungo termine è essenzialmente determinata da:

- l'incremento dei finanziamenti bancari pari a complessivi euro 56 milioni;
- l'incremento della quota a medio e lungo termine dei finanziamenti per contratti di leasing, sia verso Enel Italia (pari a euro 106 milioni) che verso terzi (pari a euro 38 milioni);

- la riduzione delle attività finanziarie non correnti pari a euro 95 milioni.

La riduzione delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 279 milioni, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo prelevato dalla riserva “Utili portati a nuovo” pari ad euro 1.507 milioni;
- dall’incasso di una nuova tranche del finanziamento *Open Meter* per euro 250 milioni e dell’erogazione di ulteriori quote del finanziamento agevolato “Sisma Emilia”, per complessivi euro 1 milione;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 195 milioni;

L’incremento dei finanziamenti per contratti di leasing, sia quota a breve che a medio e lungo termine, pari complessivamente a euro 185 milioni è riconducibile all’iscrizione, a far data dal 1° gennaio 2019 e in applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16, della quota della passività finanziaria per leasing connessa ai contratti di locazione di fabbricati, macchinari tecnici, autovetture ed altri mezzi di trasporto intrattenuti dalla Società, per complessivi euro 226 milioni. Tale effetto è stato mitigato dai movimenti intervenuti nel 2019 nei contratti rientranti nel perimetro IFRS 16 che hanno registrato un incremento netto per euro 3 milioni e rimborsi pari ad euro 44 milioni.

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 95 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 39 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 2020 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario (NPR2) definito dalle delibere ARERA n. 568/2019/R/eel, n.639/2018/R/eel in materia di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito e n. 566/2019/R/eel in materia di qualità del servizio e di remunerazione degli investimenti innovativi.

Con la Del. 568/2019/R/eel pubblicata alla fine di dicembre 2019 l'Autorità ha aggiornato la regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura in vigore nel quadriennio 2020-2023, pubblicando i nuovi testi integrati (TIT 2020-2023 e TIME 2020 -2023), confermando sostanzialmente il quadro regolatorio preesistente riguardo alla remunerazione del capitale e degli ammortamenti e apportando solo alcune modifiche alle modalità di riconoscimento dei costi operativi. L'Autorità ha inoltre preannunciato l'introduzione, entro il 30 aprile 2020, di un meccanismo di riconoscimento degli oneri di rete conseguenti alla risoluzione di contratti di trasporto per inadempienze dei venditori. Le modalità di riconoscimento saranno analoghe a quelle previste per i crediti inesigibili legati al mancato incasso degli oneri generali di sistema introdotte con la delibera 50/2018/R/eel.

Con la stessa delibera.568/2019/R/eel sono stati aggiornati i valori delle tariffe obbligatorie applicate ai clienti finali domestici e non domestici con una lieve diminuzione del gettito rispetto al 2019 (circa -2%).

Resta in vigore la delibera 639/2018/R/eel per la determinazione dei parametri base del WACC che stabiliva per il triennio 2019-2021 pari a 5,9% il tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali della distribuzione e misura del settore elettrico.

Entro la fine di marzo 2020 ARERA provvederà inoltre a pubblicare le tariffe di riferimento provvisorie di e-distribuzione, attraverso le quali verranno definiti i ricavi ammessi per il 2020 per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica. La regolazione prevede che i ricavi riconosciuti per la remunerazione del capitale e gli ammortamenti di e-distribuzione non risentano di una eventuale variazione negativa del numero dei clienti, della domanda di energia e di potenza prelevata mentre i ricavi riconosciuti a copertura dei costi operativi risentano soltanto di un'eventuale variazione del numero dei clienti. A dicembre 2019 è stata pubblicata la delibera ARERA n. 566/2019/R/eel che definisce il nuovo quadro regolatorio in materia di qualità del servizio di distribuzione elettrico per il periodo 2020 – 2023. Il driver principale che ha orientato l'Autorità nella revisione delle previsioni regolatorie è la riduzione del gap tra il servizio offerto alle regioni del Centro-Sud e quelle del Nord Italia. Al fine di perseguire questo obiettivo, pur confermando i livelli obiettivo previsti nel precedente semi-periodo regolatorio 2015-2019, la delibera introduce strumenti altamente innovativi per stimolare e orientare le imprese di settore verso investimenti sia di tipo infrastrutturale che in innovazione tecnologica. Tra le altre, le principali novità riguardano l'introduzione della c.d. "regolazione speciale", ad adesione volontaria, dedicata ad ambiti più critici nei quali il livello del servizio è inferiore a determinate soglie e gli "esperimenti regolatori", individuati dalle stesse imprese, su specifici ambiti territoriali in cui testare tecnologie particolarmente innovative a fronte di opportune deroghe regolatorie transitorie. Inoltre, in caso di importanti interventi strutturali, dimostrabili e documentabili tecnicamente, per gli ambiti rientranti in "regolazione speciale" o tra quelli selezionati come "esperimenti regolatori", è prevista la possibilità di richiedere all'Autorità un posticipo dei termini per il raggiungimento dei livelli obiettivo, di 2 o 4 anni a seconda dei livelli di partenza, fermo restando il 2023 come anno di riferimento per tutti gli altri ambiti. La delibera ha, inoltre, introdotto aggiornamenti che tendono ad attenuare gli impatti di eventi meteo estremi, in particolare le fulminazioni.

Per quanto attiene alla gestione operativa, nel 2020 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 sia tecnico che commerciale.

Relativamente agli investimenti, nel 2020 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 2020 si prevede un incremento dei già elevati livelli di investimento del 2019, mirati soprattutto alla digitalizzazione, al miglioramento dei livelli di qualità del servizio, della resilienza e delle performance della rete. A tali investimenti si aggiungono gli interventi previsti per la prosecuzione del Programma Operativo Nazionale finanziato dal MISE e del Programma Operativo Regionale delle Regioni Sicilia e Basilicata.

Nello specifico, sul tema resilienza, con la delibera ARERA n. 534/2019/R/eel, ha approvato gli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica relativi ai piani 2019-2021 eleggibili a premio e/o penalità, presentati dalle imprese. Proseguirà la realizzazione del piano di interventi presentato ad ARERA a giugno 2019, al fine di incrementare la resilienza delle reti ai principali fattori di rischio identificati, il manicotto di ghiaccio, le ondate di calore, le tempeste di vento e la caduta piante.

Inoltre, nel 2020 proseguirà il piano di installazione massiva dei contatori di nuova generazione, ovvero Contatori 2G, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 6 milioni di contatori 2G nel corso dell'anno.

Come altresì previsto dal D.lgs. n. 33/2016, in attuazione alla Direttiva 2014/61/UE, nel 2020 continuerà la condivisione da parte di e-distribuzione delle proprie infrastrutture fisiche per facilitare l'installazione di reti di comunicazione elettronica in banda ultra larga agli operatori che intendano utilizzarle per realizzare una propria rete in fibra ottica.

Si segnala infine, il previsto avvio, nel corso del 2020 di due iniziative di carattere sperimentale.

La prima, fa seguito alla deliberazione 467/2019/R/eel che, nell'ottica di favorire una maggiore diffusione del vettore elettrico, ha introdotto una regolazione sperimentale volta a incentivare interventi di ammodernamento, da parte delle imprese distributrici, delle cosiddette "colonne montanti" di età superiore ai 50 anni (o ai 35 anni qualora siano ipotizzabili potenziali criticità) dei condomini. Tale fase sperimentale, che introduce un contributo economico ai condomini che effettuino tali interventi, eventualmente abbinati alla centralizzazione dei contatori avrà una durata di tre anni ed è demandata ai distributori l'individuazione dei condomini oggetto di ammodernamento.

La seconda, dando seguito alle previsioni della Direttiva UE 944/2019 sul Mercato Interno dell'elettricità e del documento di consultazione dell'ARERA 322/2019/R/eel, consisterà nell'avvio di uno o più progetti pilota su larga scala attraverso i quali le imprese distributrici potranno sperimentare, per l'ottimizzazione dell'esercizio e degli investimenti, l'utilizzo di risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione, nonché i relativi meccanismi di approvvigionamento e remunerazione.

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 apposite 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 2019 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 e concentratori.

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 Note di Commento n.50.

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. 55

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.57.

Proposte all'Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'Utile netto dell'esercizio, pari ad euro 1.586.066.131,58 come segue:

- quanto a euro 1.582.100.000,00, come dividendo dell'esercizio 2019, nella misura di euro 0,6085 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2019 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 3.966.131,58 come Utili portati a nuovo.

Si propone, inoltre, di destinare l'intera "Riserva da riduzione capitale sociale", pari a 648.192.751,89 e quota parte della "Riserva disponibile", per euro 2.124.617.113,04 a copertura delle Perdite accumulate Nette pari a complessivi euro -2.772.809.864,93 relative rispettivamente al cambiamento del trattamento contabile dei certificati bianchi, all'introduzione dei principi contabili IFRS 15 e IFRS 9 e alle correzioni errori pregressi.

Bilancio d'esercizio

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

Euro	Note	2019	2018
Ricavi e altri proventi operativi			
Ricavi	4	6.827.142.357	6.677.010.916
Altri proventi operativi	5	833.930.746	1.012.950.847
	<i>[SubTotale]</i>	7.661.073.103	7.689.961.763
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	6	664.013.456	668.662.654
Servizi	7	2.340.470.700	2.313.607.474
Costo del personale	8	1.014.870.031	1.071.579.180
Ammortamenti e Impairment	9	1.280.306.247	1.174.647.581
Altri costi operativi	10	631.827.798	835.303.541
Costi per lavori interni capitalizzati	11	(899.820.396)	(877.968.668)
	<i>[SubTotale]</i>	5.031.667.836	5.185.831.762
Risultato operativo		2.629.405.267	2.504.130.001
Proventi finanziari da contratti derivati	13	439	3.342
Altri proventi finanziari	14	41.038.195	54.306.732
Oneri finanziari da contratti derivati	13	27.445.721	29.084.729
Altri oneri finanziari	14	404.357.808	409.122.382
	<i>[SubTotale]</i>	(390.764.895)	(383.897.037)
Risultato prima delle imposte		2.238.640.372	2.120.232.964
Imposte	15	652.574.240	612.796.085
Risultato delle <i>continuing operation</i>		1.586.066.132	1.507.436.879
Risultato delle <i>discontinued operation</i>		-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		1.586.066.132	1.507.436.879

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

Euro		Note	2019	2018
Risultato netto dell'esercizio				
			1.586.066.132	1.507.436.879
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico				
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	34		(31.058.493)	9.626.333
	[Subtotale]		(31.058.493)	9.626.333
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico				
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	34		1.273.755	1.547.774
	[Subtotale]		1.273.755	1.547.774
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	34		(29.784.738)	11.174.107
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio			1.556.281.394	1.518.610.986

Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	17	16.832.126.277	15.990.760.720
Attività immateriali	19	350.746.921	291.327.366
Attività per imposte differite	20	1.577.344.994	1.652.008.691
Partecipazioni	21	70.009	792.427
Derivati	22	-	53.514
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	348.657.570	444.446.071
Altre attività non correnti	24	92.464.408	106.428.199
	[Subtotale]	19.201.410.179	18.485.816.988
Attività correnti			
Rimanenze	25	450.724.268	355.113.966
Crediti commerciali	26	3.988.824.339	3.895.634.309
Attività derivanti da contratti con i clienti	5	443.149	261.489
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	254.717.959	246.083.532
Crediti per imposte sul reddito	28	165.754	51.470.142
Altri crediti tributari	29	2.043.726	78.063.788
Derivati	22	681.706	2.506.785
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	169.086.853	486.058.780
Altre attività finanziarie correnti	31	-	-
Altre attività correnti	32	193.173.575	197.781.559
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	72.348.644	68.391.037
	[Subtotale]	5.132.209.973	5.381.365.387
TOTALE ATTIVITÀ		24.333.620.152	23.867.182.375

Euro	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		3.742.729.727	3.772.513.759
Utili/(Perdite) accumulati		(3.226.503.005)	(3.223.028.451)
Utile dell'esercizio		1.586.066.132	1.507.436.879
Totale Patrimonio Netto	34	4.702.292.854	4.656.922.187
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	35	8.136.825.806	7.937.613.370
Benefici ai dipendenti	37	337.799.841	362.197.073
Fondi per rischi e oneri	37	232.126.670	454.587.808
Passività per imposte differite	20	15.798.060	16.274.075
Derivati	22	140.883.468	97.922.029
Passività contrattuali	5	3.520.140.389	3.618.818.703
Altre passività non correnti	38	285.492.536	321.459.804
	[Subtotale]	12.669.066.770	12.808.872.862
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	36	24	271.467
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	35	236.824.106	195.286.621
Fondi per rischi e oneri	37	166.650.473	145.888.232
Debiti commerciali	39	2.584.245.841	2.728.804.391
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	41	2.669.458.797	2.140.466.109
Debiti per imposte sul reddito	42	25.388.006	-
Altri debiti tributari	43	109.170.442	29.439.229
Derivati	22	882.318	67.945
Passività contrattuali	5	641.970.867	583.144.895
Altre passività finanziarie correnti	44	88.560.457	89.784.625
Altre passività correnti	45	439.109.197	488.233.812
	[Subtotale]	6.962.260.528	6.401.387.326
Totale Passività		19.631.327.298	19.210.260.188
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		24.333.620.152	23.867.182.375

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di rivalutazione	Riserva disponibile	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	Risultato netto dell'esercizio	Totale Patrimonio netto
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	(964.409.617)	1.332.212.942	4.454.142.977
Applicazione IFRS 15									(2.624.964.664)		(2.624.964.664)
Applicazione IFRS 9									(16.867.112)		(16.867.112)
Totale al 1° gennaio 2018	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	-	648.192.752	(80.087.880)	(201.317.147)	454.694	(3.606.241.393)	1.332.212.942	1.812.311.201
Rinuncia al credito Enel SpA				2.275.000.000							2.275.000.000
Riparto Utile 2017:											-
- Distribuzione dividendi										(949.000.000)	(949.000.000)
- Utili portati a nuovo									383.212.942	(383.212.942)	-
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo						9.626.333	1.547.774			1.507.436.879	1.518.610.986
di cui:											-
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto						9.626.333	1.547.774				11.174.107
- Utile dell'esercizio										1.507.436.879	1.507.436.879
Differenze di arrotondamento							-				
Totale al 31 dicembre 2018	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	2.275.000.000	648.192.752	(70.461.547)	(199.769.373)	454.694	(3.223.028.451)	1.507.436.879	4.656.922.186
- Distribuzione utili a nuovo										(1.507.220.000)	(1.507.220.000)
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo						(31.058.493)	1.273.755	707	216.879	(216.879)	(29.784.031)
di cui:											-
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto						(31.058.493)	1.273.755	707	(3.691.433)		(33.475.464)
- Utile del periodo										1.586.066.132	1.586.066.132
Differenze di arrotondamento											-
Totale al 31 dicembre 2019	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	2.275.000.000	648.192.752	(101.520.040)	(198.495.618)	455.401	(3.226.503.005)	1.586.066.132	4.702.292.854

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Risultato d'esercizio		1.586.066.132	1.507.436.879
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	10	1.055.972.723	954.128.699
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	15	11.473	(471)
Accantonamenti e rilascio ai fondi	8-9-11	(21.963.683)	34.559.052
(Proventi)/Oneri finanziari netti	14-15	390.764.895	383.897.036
Imposte sul reddito	16	652.574.240	612.796.085
Impairment di partecipazioni	10	263.238	-
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	6-10-11	238.117.230	160.785.338
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		3.901.806.248	3.653.602.618
(Decremento) dei Fondi	36-37	(202.391.702)	(187.456.814)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	25	(95.610.302)	(12.342.536)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti	5-26	(318.714.644)	834.846.869
Incremento/(Decremento) di altre passività nette	22-23-24-31-43-44-45	971.392.703	(3.949.889.090)
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	27-41-24	484.268.272	(415.208.031)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	39	(144.558.550)	3.277.529
Incremento/(Decremento) di passività contrattuali	5	(39.852.342)	4.016.747.720
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	14-15	38.881.169	54.120.000
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	14-15	(450.648.486)	(415.070.967)
Imposte pagate	16-20-28-42	(514.917.757)	(616.026.614)
Cash Flow da attività operativa (A)		3.629.654.609	2.966.600.684
Investimenti netti in attività materiali e immateriali	17-19	(1.740.623.200)	(1.679.976.734)
Disinvestimenti partecipazione Enel Saudi Arabia Ltd	20	459.180	-
Acquisizione porzioni di rete	21	-	(581.248)
Conguaglio ramo d'azienda Enel X S.r.l.	17-19	-	2.492.685
Cash flow da attività' di investimento/disinvestimento (B)		(1.740.164.020)	(1.678.065.297)
Finanziamenti a lungo termine incassati/rimborsati nel periodo	35	11.840.992	178.397.628
Variazione netta dei finanziamenti a breve	36	(271.443)	(709.370.531)
Distribuzione utili a nuovo	34	(1.507.220.000)	-
Dividendi pagati	34	-	(949.000.000)
Effetto ripatrimonializzazione Enel S.p.A.		-	2.275.000.000
Variazioni nette di crediti e debiti finanziari	23-30-44	(673.250.481)	(300.331.413)
Cash flow da attività' di finanziamento (C)		(2.168.900.932)	494.695.684
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		(279.410.343)	1.783.231.071
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	30-33	358.752.423	(1.424.478.648)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	30-33	79.342.080	358.752.423

Euro	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		358.752.423	(1.424.478.648)
Disponibilità liquide	33	68.391.037	197.044.192
c/c intersocietario	30	290.361.386	(1.621.522.840)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		79.342.080	358.752.423
Disponibilità liquide	33	72.348.644	68.391.037
c/c intersocietario	30	6.993.436	290.361.386
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(279.410.343)	1.783.231.071

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.

Il Consiglio di Amministrazione in data 17 marzo 2020 ha approvato il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019 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 dell'Assemblea in data 23 aprile 2020 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 degli amministratori nella redazione del bilancio è il 17 marzo 2020, data di approvazione del Consiglio di Amministrazione.

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

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 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

2.1 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

Ricavi (rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15)

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 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 voltture applicati siano ridotti del 100% (articoli 5, 6 e 7) e che il distributore possa recuperare tali agevolazioni attraverso il suddetto meccanismo di perequazione.
- meccanismo perequativo a “compensazione dei mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni sulle variazioni di potenza richieste dai clienti domestici nel periodo 1 aprile 2017 - 31 dicembre 2019”, istituito con la delibera n. 568/2019, volto a compensare gli effetti derivanti dalla mancata applicazione dei contributi in quota fissa alle utenze domestiche che hanno richiesto variazioni della potenza impegnata nel periodo sopra indicato.

Altri proventi operativi

Continuità del servizio

La Delibera n. 646/15 di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, ancora in vigore nel 2019, prevede, che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi annuali assegnati sulla durata complessiva e sul numero di interruzione per utente. 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 e MT in caso di superamento degli standard specifici di continuità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione, di seguito indicati:

Tipo di interruzione	Grado di concentrazione territoriale	Standard per utenti BT [ore]	Standard per utenti MT [ore]
Senza preavviso	Alta concentrazione: territorio dei comuni con più di 50.000 abitanti	8	4
	Media concentrazione: territorio dei comuni con un numero di abitanti compreso tra 50.000 e 5.000	8	4
	Bassa concentrazione: territorio dei comuni con meno di 5.000 abitanti	12	6
Con Preavviso	Tutti i gradi di concentrazione	8	8

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 e-distribuzione S.p.A. al fondo di cui sopra.

È 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.

Resilienza

La Delibera ARERA n. 31/2018 "Direttive per l'integrazione di sezioni relative alla resilienza del Sistema elettrico nei piani di sviluppo delle imprese distributrici" prevede la predisposizione di un piano di investimenti finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica. Tale piano deve includere informazioni esaustive circa gli interventi sostenuti dalle imprese ed in particolare, per ciascuno di essi, i tempi di completamento, il costo previsto e il beneficio generato verso il sistema.

Con la successiva Delibera n. 668/2018 "*Interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica eleggibili a premi e/o penalità, relativi ai piani 2019-2021*" l'ARERA introduce un meccanismo incentivante di premi e penali per il periodo 2019-2024, ed in particolare definisce:

- i criteri di eleggibilità a premio e/o penale e il dimensionamento del premio (pari al 20% della differenza tra *beneficio* e *costi a consuntivo* per gli interventi completati entro un semestre rispetto a quanto previsto a Piano, e pari alla metà di tale importo per gli interventi completati invece entro due semestri rispetto a quanto previsto a Piano);
- i criteri di eleggibilità a penale e il dimensionamento della penale (pari al 10% dei *costi a consuntivo* per gli interventi completati oltre due semestri rispetto a quanto previsto a Piano, e pari al 25% dei *costi a consuntivo* per gli interventi completati oltre tre semestri rispetto a quanto previsto a Piano).

Il *beneficio* degli interventi è calcolato sulla base di criteri e algoritmi definiti dalla stessa ARERA.

Con la successiva Deliberazione n. 534/2019, ARERA ha comunicato:

- l'inserimento di un CAP al premio per gli interventi eleggibili con *beneficio* sei volte superiore rispetto al *costo previsto*: per tali casi il premio conseguibile è quindi pari ai costi effettivamente consuntivati;
- l'elenco degli interventi del Piano Resilienza 2019-2021 eleggibili al meccanismo di premio e/o penalità, per tutte le imprese distributrici.

In particolare, l'ARERA ha comunicato l'eleggibilità al meccanismo premi/penali per n. 826 interventi su un totale di 1.814 interventi inclusi nel Piano Resilienza 2019-2021 di E-Distribuzione. In dettaglio:

- n. 550 interventi eleggibili a premio e/o penalità, di cui 197 con previsione di completamento nel 2019;
- n. 276 eleggibili a sola penalità, di cui 78 con previsione di completamento nel 2019.

La stima di premi e penali maturata per l'anno 2019 è stata effettuata in base ai criteri definiti in Delibera n. 668/2018 e nella successiva Deliberazione n. 534/2019, considerando per ciascun intervento:

- come semestre di completamento, quello corrispondente alla chiusura tecnica risultante;
- come consuntivo, l'ultima stima disponibile dei costi complessivi per ciascun intervento concluso nel 2019 (la stima è necessaria in quanto, per molti interventi, alcune fasi vengono eseguite dopo l'entrata in servizio dell'impianto, es. ripristini stradali).

In particolare per il 2019 risulta che:

- dei 197 interventi eleggibili a premio, n. 126 sono stati effettivamente completati, con l'aggiunta di 8 interventi conclusi in anticipo rispetto alla previsione da Piano. Per tali interventi è previsto un premio secondo i criteri definiti nelle Delibera 668/2018 e 534/2019;
- dei 78 interventi eleggibili a sola penalità, n. 59 sono stati effettivamente completati, con l'aggiunta di 9 interventi conclusi in anticipo rispetto alla previsione da Piano. Per tali interventi non è previsto quindi il pagamento di alcuna penale, secondo i criteri comunicati nelle Delibera 668/2018 e 534/2019.

Contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per TEE

Con Deliberazione n. 487/18 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ha stabilito un nuovo algoritmo per la determinazione del contributo tariffario, definendo anche un valore massimo di riconoscimento pari a 250€/TEE. La nuova formula del contributo che recepisce in toto quanto già definito dal DM 10 maggio 2018 si

basa sul prezzo medio degli scambi intervenuti nel mercato organizzato di Borsa e introduce anche il prezzo dei soli bilaterali scambiati a prezzi inferiori ai 250€/TEE e compresi in un range di più o meno il 20%. Questo calcolo determina il contributo solo se inferiore o uguale a 250€/TEE altrimenti il contributo è fissato a 250€/TEE.

A novembre 2019 il Tar Milano, con sentenza n. 2538/19, ha accolto i ricorsi di Acea SpA e Italgas Resti Spa relativi all'impugnazione della deliberazione ARERA n. 487/2018 e, quale atto presupposto il DM 10/5/2018. Secondo il TAR il Ministero, con il DM 10/5/2018, imponendo il valore massimo di riconoscimento pari a € 250,00 per ogni certificato bianco, ha esercitato un potere (di determinazione tariffaria) che è riservato esclusivamente all'Autorità. Il TAR a tale riguardo ha giudicato radicalmente illegittimo l'intervento ministeriale, per violazione di tale disciplina, dovendosi ritenere non consentito detto sconfinamento nelle attribuzioni dell'ARERA. Di conseguenza il TAR ha ritenuto illegittima anche la deliberazione della stessa Autorità n. 487/18 che, nell'esercizio del proprio potere tariffario in materia di certificati bianchi, si era conformata al DM 10/5/18, recependo il predetto tetto massimo, anziché "rivendicare la propria esclusiva sfera di competenza in materia tariffaria".

Con successiva Del. 529 del 10 dicembre 2019 l'ARERA ha avviato un processo di ridefinizione del contributo tariffario a partire dall'anno d'obbligo 2018 mediante consultazione con gli operatori da chiudersi entro 120 giorni e stabilendo che tale processo di ridefinizione dovrà tener conto di quanto sancito dalla sentenza del Tar Lombardia, continuando a perseguire l'incentivazione del comportamento efficiente degli operatori e il contenimento dell'impatto degli oneri in capo ai clienti finali e evidenziando che il driver più corretto per la definizione del costo complessivo del meccanismo sia rappresentato dal costo sostenuto dai distributori.

A fine febbraio 2020 ARERA ha pubblicato il Documento per la Consultazione 47/2020/R/EFR riguardante la revisione del contributo tariffario nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica alla luce della sentenza del TAR Lombardia n.2538/2019. Tale documento che sarà oggetto di consultazione pubblica di tutti gli operatori ha confermato il cap massimo al contributo pari a 250€/TEE e una formula legata ai prezzi medi di mercato.

A fine dicembre 2019 si è prudenzialmente definito il contributo pari a 250€/TEE. Tale valore, confermato dal Documento di consultazione, potrà essere modificato dagli scambi intervenuti sul mercato nel periodo intercorso tra gennaio e maggio 2020 (l'anno d'obbligo 2019 si concluderà a maggio 2020).

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante subiscono una riduzione di valore quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Tali verifiche di recuperabilità vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36.

Nel determinare il valore recuperabile, la Società applica generalmente il criterio del valore d'uso. Per valore d'uso si intende il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività.

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti. Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi cinque anni; conseguentemente, i flussi di cassa relativi agli esercizi successivi sono determinati sulla base di un tasso di crescita a lungo termine che non eccede il tasso di crescita media a lungo termine previsto per il settore e il Paese.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni nella stima 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 finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze. Le stime dei fattori utilizzati nel calcolo del valore recuperabile sono descritte più dettagliatamente nel successivo paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie".

Perdite attese su attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, la Società rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, gli strumenti di debito valutati al *fair value* rilevato a conto economico complessivo, le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment.

Gli accantonamenti per perdite su attività finanziarie si basano su ipotesi sul rischio di default e sulla misurazione delle perdite attese. Il management prende decisioni ed effettua stime e assunzioni per il calcolo delle perdite attese, in relazione agli eventi passati della Società, alle condizioni di mercato esistenti e alle stime previsionali al termine di ciascun periodo di riferimento.

La stima delle perdite attese (Expected Credit Loss - ECL), determinata considerando la probabilità di default (Probability of Default - PD), il tasso di perdita atteso (Loss Given Default - LGD) e l'esposizione al default (Exposure at Default - EAD), è la differenza tra i flussi di cassa dovuti in base ai contratti e i flussi di cassa attesi, scontati al tasso d'interesse effettivo.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. contract assets), compresi quelli con una componente finanziaria significativa, la Società applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente alla vita residua del credito, generalmente pari a 12 mesi.

La Società, ai fini del calcolo delle perdite attese applica principalmente una definizione di default pari a 90 giorni di scaduto, considerato indicatore rappresentativo di incremento significativo del rischio di credito. Le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni, nelle quali lo scaduto ha un'incidenza maggiore del 10% del credito totale, sono generalmente considerate in default.

Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica sia un approccio individuale (per es. traders, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, grandi società, ecc.) che collettivo (per es. clienti servizi di misura e connessione).

Nel caso si proceda ad una valutazione individuale, la PD viene richiesta ad un analista esterno.

Per contro, per la valutazione collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche condivise del rischio di credito e alle informazioni scadute, considerando una definizione specifica di default.

Sulla base delle specificità del business della Società e del quadro normativo locale, nonché delle differenze nei portafogli clienti in termini di tassi di inadempienza e di recupero, vengono definiti cluster specifici.

Si ritiene che i contract asset presentino sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali per gli stessi tipi di contratti.

Al fine di valutare l'ECL per i crediti commerciali su base collettiva, la Società considera le seguenti ipotesi relative ai seguenti parametri:

- > PD di Country Italia 100% (il valore iniziale 0,31% è stato incrementato al 100% in quanto la quota scaduta oltre i 90 giorni risulta superiore al 10% del credito totale);
- LGD media 30%
- EAD stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio.

Sulla base di valutazioni gestionali specifiche, possono essere applicati degli adeguamenti prospettici, tenendo conto delle informazioni qualitative e quantitative, al fine di riflettere possibili eventi futuri e scenari macroeconomici, che possono influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

Per ulteriori dettagli sulle ipotesi chiave e sugli input utilizzati si rimanda alla Nota n. 46 “Strumenti finanziari”.

Determinazione del *fair value* di attività finanziarie

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

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, la Società include la misura del rischio di credito, sia della controparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) sia proprio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del *fair value* degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla nota 49 “Fair value measurement”. Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul *fair value* rilevato in bilancio per tali strumenti.

Costi di sviluppo

La Società capitalizza i costi per lo sviluppo di alcuni progetti; al fine di valutare la recuperabilità dei costi di sviluppo, il valore recuperabile è stimato in base ad assunzioni relative agli ulteriori esborsi finanziari che si ritiene dovranno essere sostenuti affinché il bene diventi pronto all'uso o alla vendita, ai tassi di sconto applicabili e al periodo di beneficio atteso.

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.

Per ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali si rinvia alla Nota 36 “TFR e altri benefici al personale”.

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.

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.

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, la Società utilizza il tasso di finanziamento marginale alla data di decorrenza del leasing per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing. Tale tasso corrisponde a quello che il locatario dovrebbe pagare per un prestito, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile. In assenza di input osservabili, la Società stima il tasso di finanziamento marginale sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche alla società.

L'aspetto dell'IFRS 16 che ha richiesto il maggior ricorso al giudizio professionale da parte della Società riguarda la determinazione del tasso di finanziamento marginale, per la stima del valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere al locatore. In tale contesto, l'approccio seguito per la determinazione del tasso di finanziamento marginale è basato sulla valutazione delle tre seguenti componenti chiave:

- il tasso privo di rischio, che considera i flussi contrattuali dei pagamenti per il leasing in valuta, il contesto economico al momento della negoziazione del contratto di leasing e la sua durata;
- l'aggiustamento per il credit spread, al fine di calcolare un tasso di finanziamento marginale specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della società capogruppo o di altre garanzie sottostanti;
- le rettifiche inerenti il contratto di leasing specifico, per riflettere nel calcolo del tasso di finanziamento marginale il fatto che il tasso di attualizzazione è direttamente collegato al tipo di attività sottostante, anziché a un tasso di finanziamento marginale generico. In particolare, il rischio di insolvenza per il locatore è mitigato dal suo diritto a reclamare l'attività sottostante.

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2019 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.

Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate a bilancio si rinvia alla Nota 20 "Attività per imposte differite – Passività per imposte differite".

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.

Ricavi (rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15)

Individuazione del contratto

La Società analizza con cura le condizioni e termini contrattuali a livello di giurisdizione locale al fine di determinare se un contratto esiste e se crea diritti e obbligazioni esigibili, così da applicare l'IFRS 15 solo a tali contratti.

Individuazione e adempimento delle obbligazioni di fare

Qualora un contratto preveda una molteplicità di beni e servizi promessi, la Società valuta se questi devono essere rilevati separatamente o congiuntamente, considerando sia le caratteristiche individuali dei beni/servizi, sia la natura della promessa nel contesto contrattuale, anche tenuto conto di tutti i fatti e le circostanze relative al contratto specifico nel relativo contesto legale e regolamentare.

Per valutare quando un'obbligazione di fare è soddisfatta, la Società valuta il momento in cui il controllo dei beni o servizi è trasferito al cliente, considerato principalmente dal punto di vista del cliente.

Determinazione del prezzo dell'operazione

Per determinare se un contratto comprende un corrispettivo variabile (ovvero, un corrispettivo che può variare o dipende dal verificarsi o meno di un evento futuro), la Società fa riferimento a tutti i fatti e circostanze applicabili. Nella stima del corrispettivo variabile, la società utilizza il metodo che consente di prevedere meglio l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto, applicandolo in modo uniforme per tutta la durata del contratto e a contratti simili, anche utilizzando tutte le informazioni a sua disposizione, e aggiornando tale stima fino a che non sia risolta l'incertezza. La Società include nel prezzo della operazione i corrispettivi variabili stimati solo nella misura in cui è altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile non si verifichi un significativo aggiustamento al ribasso dell'importo dei ricavi cumulati rilevati.

Valutazione "principal/agent"

La società considera di agire in qualità di “*principale*” in tutte le tipologie di contratti con i clienti in quanto ha sempre la responsabilità principale per l’adempimento del contratto e pertanto controlla i beni e/o servizi prima del loro trasferimento ai clienti.

Ripartizione del prezzo dell’operazione

Nei contratti che prevedono più di un’obbligazione di fare, in generale la Società ripartisce il prezzo dell’operazione fra le diverse obbligazioni di fare in proporzione al prezzo di vendita a sé stante dei beni o servizi distinti inclusi nelle obbligazioni di fare. La Società determina i prezzi di vendita a sé stanti tenendo conto di tutte le informazioni e usando i prezzi osservabili quando sono disponibili sul mercato o, in mancanza di ciò, avvalendosi di un metodo di stima che massimizza l’utilizzo di input osservabili e applicandolo in modo uniforme in circostanze analoghe.

Se la Società valuta che un contratto comprende un’opzione su beni o servizi aggiuntivi che riconosce al cliente un diritto significativo, il prezzo dell’operazione è allocato a tale opzione considerando che questa rappresenti un’obbligazione di fare aggiuntiva.

Costi del contratto

Nelle tipologie contrattuali in essere al 31 dicembre 2019, non sono presenti costi incrementali per l’ottenimento del contratto con i clienti rientranti nell’ambito di applicazione dell’IFRS 15 (direttamente correlati a un contratto identificato e sostenuti solo in caso di ottenimento del contratto) che si prevede di recuperare attraverso i rimborsi (recupero diretto) o i margini (recuperabilità indiretta).

Classificazione e misura delle attività finanziarie

Alla data di rilevazione iniziale, le attività finanziarie sono classificate come attività finanziarie al costo ammortizzato, al fair value rilevato tra le altre componenti di conto economico complessivo e al fair value rilevato a conto economico, sulla base sia del modello di business adottato sia delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento.

A tal fine, la verifica finalizzata a stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi (i.e. SPPI) è definita “SPPI test” e viene eseguita a livello di singolo strumento.

Il modello di business per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui la Società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa. Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall’incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Per maggiori dettagli di rimanda alla Nota 46 “Strumenti finanziari”.

Hedge Accounting

L’hedge accounting è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di riflettere in bilancio l’effetto delle strategie di gestione del rischio. A tal proposito, all’inception della transazione, la Società documenta la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia ed obiettivi di risk management. Inoltre la Società valuta, all’inception e successivamente su base sistematica, 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.

La valutazione dell’efficacia basata sull’esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l’elemento coperto, sulla prevalenza del rischio di credito sulle variazioni di valore e sull’hedge ratio, così come la misura dell’inefficacia, è valutata attraverso un’analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base ai fatti e alle circostanze specifiche e alle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di cash flow hedge, la Società valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave circa la valutazione dell'efficacia e la misura dell'inefficacia si rimanda alla Nota 48 "Derivati e Hedge Accounting".

Leasing

Considerata la complessità richiesta per la valutazione dei contratti di leasing, unita alla loro durata a lungo termine, l'applicazione dell'IFRS 16 impone un significativo ricorso al giudizio professionale. In particolare, ciò è stato necessario per:

- applicare la definizione di leasing a fattispecie tipiche dei settori in cui opera la Società;
- identificare la componente di servizio nell'ambito dei contratti di leasing;
- valutare eventuali opzioni di rinnovo e di risoluzione previste nei contratti al fine di determinare la durata del leasing, esaminando congiuntamente la probabilità di esercizio di tali opzioni e qualsiasi significativa miglioria sulle attività sottostanti;
- identificare eventuali pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi per determinare se le variazioni di questi ultimi possano avere un impatto sui futuri pagamenti per il leasing nonché sull'ammontare dell'attività consistente nel diritto di utilizzo;
- stimare il tasso di attualizzazione per calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing.

Per ulteriori dettagli sulle ipotesi usate per la stima di questo tasso si rinvia al paragrafo "Uso di stime".

2.2 Principi contabili significativi

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 valute diverse 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 le passività non monetarie denominate in valuta e iscritte al costo storico sono convertite usando il tasso di cambio alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e le 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 di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.

Nel determinare il tasso di cambio a pronti da utilizzare per la rilevazione iniziale della collegata attività, costo o ricavo (o parte di esso) per la cancellazione di un'attività o passività non monetaria relativa al pagamento anticipato, la data dell'operazione è quella in cui la Società rileva inizialmente l'attività o passività non monetaria associata al pagamento anticipato.

Nel caso di molteplici pagamenti o incassi anticipati, la Società deve determinare la data dell'operazione per ogni anticipo versato o ricevuto.

Misurazione del *fair value*

Per tutte le valutazioni al *fair value* e per la relativa informativa integrativa, così come richieste o consentite dai principi contabili internazionali, 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 misurazione del *fair value* 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, compreso tra l'altro anche il rischio di credito proprio della Società;
- nel caso di gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, è ammessa la misurazione del *fair value* su base netta.

Nella misurazione del *fair value* delle attività e delle passività, 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 di altri servizi correlati sono rilevati al *fair value* alla data in cui il controllo è ottenuto.

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	35 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.

Si precisa che nel corrente esercizio e-distribuzione S.p.A. ha effettuato una rivisitazione delle aliquote di ammortamento delle linee di media tensione e delle linee/prese di bassa tensione, supportata da una perizia richiesta ad un esperto indipendente, al fine di rappresentare la loro effettiva durata economica. L'analisi compiuta ha determinato in circa 35 anni la vita utile delle suddette categorie, più lunga rispetto a quella presa a riferimento nel processo di ammortamento fino al 31 dicembre 2017.

Gli effetti sono descritti nel commento alla voce n. 17 "Immobili, impianti e macchinari".

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente o al momento della loro dismissione (i.e. alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) 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 i proventi netti della cessione, determinati secondo i requisiti del prezzo dell'operazione dell'IFRS 15, 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.

Leasing

La Società detiene immobili, impianti e autoveicoli utilizzati nello svolgimento della propria attività aziendale, attraverso contratti di leasing. Alla data di inizio del leasing, essa determina se il contratto è, o contiene, un leasing.

La Società applica la definizione di leasing prevista dall'IFRS 16 ai contratti stipulati o modificati il 1° gennaio 2019 o in data successiva; tale definizione è soddisfatta quando il contratto trasferisce il diritto di controllare l'utilizzo di un'attività sottostante per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.

Di converso, in caso di contratti stipulati prima del 1° gennaio 2019, ha determinato se l'accordo era o conteneva un leasing conformemente all'IFRIC 4.

Società in qualità di locatario

Alla data di decorrenza o alla modifica di un contratto che contiene una componente di leasing e una o più ulteriori componenti leasing o non leasing, la Società ripartisce il corrispettivo del contratto tra ciascuna componente leasing in base ai rispettivi prezzi a sé stanti.

La Società rileva un'attività consistente nel diritto di utilizzo dell'attività sottostante e una passività del leasing alla data di decorrenza del contratto (ossia, la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso).

L'attività consistente nel diritto di utilizzo rappresenta il diritto del locatario a utilizzare l'attività sottostante per la durata del leasing; la sua valutazione iniziale è al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificata per tutti i pagamenti dovuti per il leasing corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente al netto degli incentivi di leasing ricevuti, più gli eventuali costi diretti iniziali sostenuti e una stima dei costi per lo smantellamento e la rimozione dell'attività sottostante e per il ripristino dell'attività sottostante o del sito in cui è ubicata.

Le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono successivamente ammortizzate a quote costanti sul periodo più breve fra la durata del leasing e la vita utile stimata delle attività consistenti nel diritto di utilizzo, come segue:

	Periodo di ammortamento
Fabbricati uso ufficio	2 - 11 anni
Fabbricati uso cabine	6 - 18 anni
Veicoli e altri mezzi di trasporto	3 - 8 anni

Se la proprietà dell'attività sottostante al leasing è trasferita alla Società al termine del contratto o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette l'esercizio di una opzione di acquisto, l'ammortamento è calcolato sulla base della vita utile stimata dell'attività sottostante.

Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a verifica per riduzione di valore e rettifiche per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing. Per ulteriori dettagli sulle perdite di valore si rinvia al paragrafo "Impairment delle attività non finanziarie".

La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing da corrispondere lungo la durata del leasing. Nel calcolare il valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing, la Società utilizza il tasso di finanziamento marginale del locatario alla data di decorrenza del leasing quando il tasso di interesse implicito del leasing non è facilmente determinabile.

I pagamenti variabili dovuti per il leasing che non dipendono da un indice o da un tasso sono rilevati come costi nel periodo in cui si verifica l'evento o la circostanza che fa scattare i pagamenti.

Dopo la data di decorrenza, la passività del leasing è valutata al costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo e rideterminata al verificarsi di taluni eventi.

La Società applica l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing a breve termine ai propri contratti con durata uguale o inferiore a 12 mesi dalla data di decorrenza. Applica, inoltre, l'eccezione alla rilevazione prevista per i leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" ed il cui importo è stimato come non significativo. Per esempio, la Società detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (ossia, PC, stampanti e fotocopiatrici) che sono considerate di modesto valore. I pagamenti dovuti per i leasing a breve termine e per i leasing in cui l'attività sottostante è di modesto valore sono rilevati come costo a quote costanti per la durata del leasing.

La Società espone le attività consistenti nel diritto di utilizzo che non soddisfano la definizione di investimento immobiliare nella voce "Immobili, impianti e macchinari" e le passività del leasing nei "Finanziamenti".

Conformemente con le disposizioni del principio, la Società espone separatamente gli interessi passivi sulle passività del leasing nella voce "Altri oneri finanziari" e le quote di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo nella voce "Ammortamenti e altri impairment".

In precedenza, nel rispetto delle previsioni dello IAS 17, essa classificava i leasing che sostanzialmente trasferivano al locatario tutti i rischi e benefici legati alla proprietà del relativo bene come leasing finanziari. In tal caso, i beni detenuti in leasing erano rilevati al minore tra il loro *fair value* e il valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, incluso l'importo da corrispondere per l'eventuale esercizio dell'opzione di acquisto. Dopo la rilevazione iniziale, i beni erano ammortizzati sulla base della loro vita utile o, se la Società non aveva la ragionevole certezza di acquistare il bene al termine del leasing, lungo un arco temporale pari al minore fra la durata del contratto di leasing e la vita utile stimata dei beni. I leasing che non si configuravano come leasing finanziari erano classificati come leasing operativi; i pagamenti effettuati per un leasing operativo erano rilevati come costo a quote costanti lungo la durata del contratto.

Società in qualità di locatore

Dal punto di vista del locatore, il trattamento contabile dei leasing secondo l'IFRS 16 resta sostanzialmente invariato rispetto allo IAS 17. Quando agisce in qualità di locatore, la Società determina alla data di inizio del leasing se è un leasing finanziario oppure operativo usando gli stessi criteri di classificazione previsti dallo IAS 17.

Se il contratto contiene componenti leasing e non leasing, la Società ripartisce il corrispettivo del contratto applicando l'IFRS 15.

La Società contabilizza i ricavi da locazione derivanti da leasing operativi in modo sistematico lungo la durata del contratto e li rileva come altri ricavi.

Attività immateriali

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

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

I costi di sviluppo sono rilevati come attività immateriale solo quando la Società può dimostrare la fattibilità tecnica di completamento dell'attività immateriale, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di completare l'attività per usarla o venderla.

I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.

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

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

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 (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) 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, determinato secondo quanto previsto dall'IFRS 15 per il prezzo dell'operazione, 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.

L'avviamento, le attività immateriali con vita utile indefinita e le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso, sono sottoposti a verifica per riduzione di valore annualmente o più frequentemente in presenza di indicatori che facciano ritenere che le suddette attività possano aver subito una riduzione di valore.

Se esiste indicazione di una riduzione di valore, il valore recuperabile di ciascuna attività interessata è stimato sulla base dell'utilizzo dell'attività e della sua dismissione futura, conformemente al più recente piano industriale della Società. Per la stima del valore recuperabile, si rimanda al paragrafo "Uso di stime".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento a una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti da quelli derivanti da altre attività o gruppi di attività; in tal caso, il valore recuperabile è riferito alla *cash generating unit* (o CGU) alla quale l'attività appartiene.

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

Le perdite di valore di una *cash generating unit* sono imputate in primo luogo a riduzione del valore contabile dell'eventuale avviamento allocato alla stessa e poi a riduzione dei valori contabili delle altre attività della CGU, 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 contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione e se fossero stati effettuati gli eventuali relativi ammortamenti. Il valore originario dell'avviamento non viene ripristinato anche qualora, negli esercizi successivi, vengano meno le ragioni che hanno determinato la riduzione di valore.

Nel caso in cui talune specifiche e ben individuate attività possedute dalla Società siano impattate da sfavorevoli condizioni economiche oppure 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.

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 l'IFRS 9.

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

I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo della transazione (come definito nell'IFRS 15) se tali crediti non contengono una componente finanziaria significativa o quando la Società applica l'espedito pratico consentito dall'IFRS 15.

Diversamente, la Società valuta inizialmente le attività finanziarie diverse dai crediti summenzionati al loro *fair value* più, nel caso di un'attività finanziaria non al *fair value* rilevato a Conto economico, i costi di transazione.

Le attività finanziarie sono classificate, alla data di rilevazione iniziale, come attività finanziarie al costo ammortizzato, al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo e al *fair value* rilevato a Conto economico, sulla base sia del modello di business adottato della Società sia delle caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento.

A tal fine, la verifica finalizzata a stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi (i.e. SPPI) è definita "SPPI test" e viene eseguita a livello di singolo strumento.

Il modello di business di e-distribuzione S.p.A. per la gestione delle attività finanziarie riguarda il modo in cui la Società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa. Il modello di business determina se i flussi di cassa deriveranno dall'incasso degli stessi in base al contratto, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in due categorie:

- > attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- > attività finanziarie designate al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo senza riciclo degli utili e perdite cumulate all'atto dell'eliminazione contabile (strumenti di capitale).

Attività finanziarie al costo ammortizzato

Sono classificati in tale categoria principalmente i crediti commerciali, gli altri crediti e i crediti finanziari.

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono detenute in un modello di business il cui obiettivo è quello di incassare i flussi di cassa contrattuali e i cui termini contrattuali prevedono, a date specifiche, pagamenti di flussi di cassa rappresentati esclusivamente da capitale e interessi sul capitale da rimborsare.

Tali attività sono inizialmente rilevate al *fair value*, eventualmente rettificato dei costi di transazione e, successivamente, valutate al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo, e sono soggette a *impairment*.

Gli utili e le perdite da cancellazione contabile dell'attività, da modifica o da rettifica per *impairment* sono rilevati a Conto economico.

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – strumenti di capitale

In tale categoria, sono principalmente classificate le partecipazioni in società non quotate irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

Gli utili e le perdite di tali attività finanziarie non saranno mai riciclati a Conto economico. La società può trasferire l'utile o la perdita cumulata all'interno del patrimonio netto.

Gli strumenti di capitale designati al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo non sono assoggettati ad *impairment*.

I dividendi su tali investimenti sono rilevati a Conto economico a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di una parte del costo dell'investimento.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, la Società rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, le attività derivanti da contratti con i clienti e tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'*impairment*.

In base all'IFRS 9 la Società applica un nuovo modello di *impairment* basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio *forward looking*. In sostanza, il modello prevede:

- > l'applicazione di un unico *framework* di riferimento a tutte le attività finanziarie;
- > la rilevazione delle perdite attese su base continuativa e l'aggiornamento dell'importo di tali perdite alla fine di ogni esercizio, in modo da riflettere le variazioni di rischio di credito dello strumento finanziario;
- > la valutazione delle perdite attese sulla base di tutte le informazioni ragionevolmente ottenibili senza costi eccessivi, in relazione agli eventi passati, alle condizioni correnti e alle previsioni sulle condizioni future.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti (c.d. contract assets) e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, la Società applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente alla vita residua del credito, generalmente pari a 12 mesi.

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, nonché delle aspettative di recupero oltre i 90 giorni, per tali crediti, la Società, ai fini del calcolo delle perdite attese applica principalmente una definizione di *default* pari a 180 giorni di scaduto, considerato indicatore rappresentativo di incremento significativo del rischio di credito. Di conseguenza, le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni non sono generalmente considerate in *default*, fatta eccezione per alcuni specifici settori commerciali regolamentati.

e-distribuzione S.p.A. adotta un approccio analitico per i crediti commerciali da trasporto energia che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito; per le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti commerciali riferiti ad altre prestazioni, laddove siano superiori alla soglia del milione di euro, la Società applica un approccio analitico. Per i crediti commerciali per connessioni e servizi di misura, e-distribuzione S.p.A. applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti in cluster, tenuto conto dello specifico contesto di business e regolatorio di riferimento.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, la Società applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione di un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale. Secondo tale approccio, il fondo perdite attese su attività finanziarie è rilevato per un ammontare pari alle perdite attese per l'intera vita residua del credito, se il rischio di credito su tali attività finanziarie è aumentato significativamente, rispetto al momento della rilevazione iniziale, considerando tutte le informazioni ragionevolmente dimostrabili, ivi inclusi i dati prospettici.

Se, alla data di riferimento del bilancio, il rischio di credito sulle attività finanziarie non è aumentato in modo significativo rispetto alla rilevazione iniziale, la Società misura il fondo per perdite attese per un importo pari alle perdite attese a 12 mesi.

Per le attività finanziarie per cui, alla data di riferimento del precedente esercizio, la Società aveva rilevato un fondo perdite attese pari alle perdite attese sull'intera vita residua dello strumento, la Società rileva un fondo di importo pari alle perdite attese a 12 mesi qualora la condizione di incremento significativo del rischio di credito venga meno.

La Società rileva a Conto economico, come perdita o ripristino di valore, l'importo delle perdite (o rivalutazioni) attese necessarie per rettificare il fondo perdite attese alla data di riferimento del bilancio ai sensi dell'IFRS 9.

La Società applica l'esenzione del *low credit risk*, evitando la rilevazione di un fondo perdite pari alle perdite attese per l'intera durata residua dello strumento a seguito di un incremento significativo del rischio di credito, a strumenti

di debito valutati al fair value rilevato a Conto economico complessivo, la cui controparte vanta una solida capacità finanziaria di adempiere ai propri obblighi contrattuali (i.e. titoli "*investment grade*").

I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e le perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, e-distribuzione S.p.A. utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla propria esperienza storica, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascun periodo di riferimento del bilancio. I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella Nota 46. "Strumenti Finanziari".

Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Tale categoria comprende depositi disponibili a vista o a brevissimo termine, così come gli investimenti finanziari a breve termine e ad alta liquidità prontamente convertibili in un ammontare noto di cassa e soggetti ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Inoltre, ai fini del rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide non includono gli scoperti bancari alla data di chiusura dell'esercizio.

Passività finanziarie al costo ammortizzato

Tale categoria comprende principalmente finanziamenti, debiti commerciali, leasing finanziari e strumenti di debito.

Le passività finanziarie diverse dagli strumenti derivati sono rilevate 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.

Passività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

Le passività finanziarie a *fair value* rilevato a Conto economico includono le passività finanziarie detenute per la negoziazione e le passività finanziarie designate al momento della rilevazione iniziale al *fair value* rilevato a Conto economico.

Le passività finanziarie sono classificate come "detenute per la negoziazione" quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine. In questa categoria sono compresi anche gli strumenti finanziari derivati stipulati dalla società e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9. I derivati impliciti incorporati dal contratto ospite sono anch'essi classificati come al *fair value* rilevato a Conto economico ad eccezione del caso in cui il derivato implicito è designato come efficace strumento di copertura.

Gli utili o le perdite delle passività al *fair value* rilevato a Conto economico sono rilevati a Conto economico.

Le passività finanziarie che all'atto della iscrizione iniziale sono designate come al *fair value* rilevato a Conto economico sono designate come tali alla data di prima rilevazione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono rispettati.

In tal caso, la parte della variazione di *fair value* attribuibile al proprio rischio di credito è rilevata nell'ambito del Conto economico complessivo.

La Società non ha designato alcuna passività finanziaria al *fair value* rilevato a Conto economico, alla rilevazione iniziale.

Le passività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono anche esse valutate al *fair value* rilevato a Conto economico.

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 connessi all'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 dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (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 trasferito il controllo.

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

Quando una passività finanziaria esistente viene sostituita da un'altra verso lo stesso creditore a condizioni sostanzialmente diverse, o le condizioni di una passività esistente sono sostanzialmente modificate, tale sostituzione o modifica viene trattata come un'eliminazione contabile della passività originaria e la rilevazione di una nuova passività. La differenza tra i rispettivi valori contabili è rilevata a Conto economico.

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

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

Per maggiori dettagli sull'*hedge accounting*, si rinvia alla nota n. 49 "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* rilevato a Conto economico 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 detenere o meno tali strumenti fino alla scadenza.

Derivati impliciti

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

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

Un derivato implicito in un contratto ibrido contenente un'attività finanziaria ospite non viene rilevato separatamente in quanto l'attività finanziaria ospite con derivato implicito deve essere classificata nella sua interezza come un'attività finanziaria al *fair value* rilevato a Conto economico.

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

I derivati impliciti sono scorporati dal contratto ospite e rilevati come un derivato quando:

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

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

Contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari

In generale, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari, che sono stati sottoscritti e continuano a essere detenuti per l'incasso o la consegna, secondo le normali esigenze di acquisto, vendita o uso previste dalla Società, sono fuori dall'ambito di applicazione dell'IFRS 9 e quindi rilevati come contratti esecutivi, in base alla "*own use exemption*".

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 della 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 della Società.

La Società analizza tutti i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie, con particolare attenzione agli acquisti o vendite a termine di elettricità e *commodity* energetiche, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se sono stati sottoscritti per "*own use*".

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 renda 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.

I fondi non comprendono passività per riflettere le incertezze sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevati come passività fiscale.

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.

Ricavi

La Società rileva i ricavi derivanti da contratti con clienti in modo da rappresentare fedelmente il trasferimento dei beni e servizi promessi ai clienti, per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui essa si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti.

La Società applica questo principio cardine utilizzando il modello costituito da 5 fasi (step) previsto dall'IFRS 15:

> individuazione del contratto con il cliente (step 1).

La Società applica l'IFRS 15 ai contratti con clienti quando il contratto crea diritti e obbligazioni esigibili e soddisfa tutti i criteri forniti dallo step 1.

Se tali criteri non sono soddisfatti, eventuali corrispettivi ricevuti dai clienti sono generalmente rilevati come anticipi;

> individuazione delle obbligazioni di fare (step 2).

La Società identifica tutti i beni o servizi promessi nel contratto, distinguendoli in obbligazioni di fare da contabilizzare distintamente se essi sono per loro natura tali da poter essere distinti e se sono distinti nell'ambito del contratto.

Come eccezione, essa contabilizza come unica obbligazione di fare una serie di beni o servizi distinti che sono sostanzialmente uguali e che presentano le stesse modalità di trasferimento al cliente nel corso del tempo.

Nel valutare l'esistenza e la natura delle obbligazioni di fare, la Società considera tutti gli elementi del contratto analizzati nello step 1.

Per ciascun bene o servizio distinto, determina se agisce in qualità di "principal" o "agent", a seconda che, rispettivamente, controlli o meno il bene o il servizio promesso prima che il controllo degli stessi sia trasferito al cliente. Quando agisce in qualità di "agent", i ricavi sono rilevati su base netta, corrispondenti agli onorari o alle commissioni a cui si aspetta di avere diritto;

> determinazione del prezzo dell'operazione (step 3).

Il prezzo dell'operazione rappresenta l'importo del corrispettivo cui si ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento al cliente dei beni o servizi promessi, esclusi gli importi riscossi per conto terzi (ad esempio, alcune imposte sulle vendite e l'imposta sul valore aggiunto).

La Società determina il prezzo dell'operazione all'inizio del contratto e lo rettifica in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze.

Nel determinare il prezzo dell'operazione, considera se il prezzo dell'operazione include corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente, corrispettivi da pagare al cliente e una componente di finanziamento significativa;

> ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4).

All'inizio del contratto la Società ripartisce il prezzo dell'operazione fra le diverse obbligazioni di fare individuate, per riflettere l'importo del corrispettivo a cui si aspetta di avere diritto in cambio del trasferimento dei beni o servizi promessi.

Quando il contratto include un'opzione per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresenta un diritto significativo, alloca il prezzo dell'operazione a tale obbligazione di fare (ossia, l'opzione) e differisce i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o la scadenza dell'opzione.

La Società, generalmente, ripartisce il prezzo dell'operazione sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso nel contratto (ovvero, il prezzo al quale essa venderebbe quel bene o servizio separatamente al cliente);

> rilevazione dei ricavi (step 5).

La Società rileva i ricavi quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta con il trasferimento del bene o servizio promesso al cliente, ovvero quando il cliente ne acquisisce il controllo.

Come primo step, determina se uno dei criteri di adempimento dell'obbligazione nel corso del tempo è soddisfatto. Per ogni obbligazione di fare adempiuta nel corso del tempo, rileva i ricavi nel corso del tempo valutando i progressi verso l'adempimento completo dell'obbligazione utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input" e applicando un unico metodo di valutazione dei progressi realizzati dall'inizio del contratto fino al suo completo adempimento, in modo uniforme a obbligazioni di fare analoghe e in circostanze analoghe.

Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi compiuti verso l'adempimento completo dell'obbligazione di fare, rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili.

Se l'obbligazione di fare non è adempiuta nel corso del tempo, la Società determina il momento in cui il cliente acquisisce il controllo del bene o servizio, considerando se gli indicatori di trasferimento del controllo collettivamente indicano che il cliente ha ottenuto il controllo.

Secondo il tipo di transazione, i criteri generali dell'IFRS 15 utilizzati sono riepilogati di seguito:

- i ricavi delle vendite di beni sono rilevati nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dei beni, se la Società considera che la vendita di tali beni è adempiuta in un determinato momento;
- i ricavi per le prestazioni di servizi sono rilevati sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, valutati con un adeguato metodo che meglio riflette tali progressi, se la Società considera che l'obbligazione è adempiuta nel corso tempo. Si ritiene che il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) sia adatto a misurare i progressi, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo alternativo, che rifletta meglio l'adempimento dell'obbligazione di fare della Società alla data di riferimento del bilancio.

Se l'obbligazione di fare rientra in un contratto esistente la cui durata iniziale prevista non è superiore a un anno o se la Società rileva i ricavi generati dall'adempimento dell'obbligazione di fare per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, non vengono fornite le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare.

Maggiori dettagli riguardo l'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nel paragrafo "Giudizi del management" e nella Nota 7.

Se la Società adempie l'obbligazione di fare trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, rileva un'attività derivante da contratti con i clienti in relazione al diritto di ottenere il corrispettivo in cambio dei beni o servizi trasferiti al cliente.

Se il cliente paga il corrispettivo prima che si verifichi il trasferimento dei beni o servizi al cliente medesimo, la Società rileva una passività derivante da contratti con i clienti nel momento in cui è effettuato il pagamento (o in cui il pagamento è dovuto); tale passività sarà rilevata come ricavo quando la Società adempie l'obbligazione di fare prevista dal contratto.

Altri ricavi

La Società rileva tra i ricavi diversi quelli derivanti da leasing operativo contabilizzati per competenza in base alla sostanza del relativo accordo di leasing.

Altri proventi operativi

Gli altri proventi operativi riguardano principalmente le plusvalenze da alienazione di beni non derivanti dall'attività caratteristica del Gruppo e i contributi pubblici.

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.

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 al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo. Il tasso di interesse effettivo è il tasso che attualizza esattamente i pagamenti o incassi futuri stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario, o 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. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni

La Società ha adottato i seguenti principi, interpretazioni e modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2019:

“IFRS 16 – *Leasing*”, emesso a gennaio 2016, sostituisce lo “IAS 17 – *Leasing*”, l’“IFRIC 4 *Determinare se un accordo contiene un leasing*”, il “SIC-15 *Leasing operativo – Incentivi*” e il “SIC-27 *La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del leasing*”.

L’IFRS 16 individua i principi per la rilevazione, la valutazione e la esposizione nel bilancio dei contratti di leasing, nonché l’informativa da fornire. Prevede inoltre che i locatari contabilizzino tutti i contratti di leasing con un unico metodo di rilevazione contabile simile a quello previsto per i leasing finanziari ai sensi dello IAS 17.

La natura e gli effetti dei cambiamenti risultanti dall'adozione di questo nuovo principio contabile sono descritti al paragrafo “Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative”.

> “Modifiche allo IAS 19 – *Modifica, riduzione o estinzione del piano*”, emesso a febbraio 2018.

Le modifiche prevedono che in caso di modifica, riduzione o estinzione di un piano a benefici definiti nel corso dell'esercizio, per il resto dell'esercizio dopo la modifica, la società deve determinare:

- il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro correnti utilizzando le ipotesi attuariali utilizzate per rideterminare la passività (attività) netta per benefici definiti; e
- l'interesse netto utilizzando la passività (attività) netta per benefici definiti rideterminata e il tasso di sconto utilizzato per rideterminarla.

Le modifiche chiariscono inoltre che il costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro passate (o l'utile o la perdita al momento dell'estinzione) è determinato senza considerare l'effetto del massimale di attività (cd. asset ceiling), il quale viene determinato in una seconda fase e viene rilevato normalmente nelle altre componenti di Conto economico complessivo (OCI). Le modifiche non riguardano la contabilizzazione di "fluttuazioni significative di mercato" in assenza di modifica, riduzione o estinzione del piano.

L'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti sul presente bilancio d'esercizio.

- > "Modifiche allo IAS 28 – *Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture*", emesso a ottobre 2017; le modifiche chiariscono che la società deve applicare le disposizioni dell'IFRS 9 *Strumenti finanziari*, alle partecipazioni non correnti in imprese collegate e joint venture per le quali il metodo del patrimonio netto non è applicato.

L'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti sul presente bilancio d'esercizio.

- > "IFRIC 23 - *Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito*", 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'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti sul presente bilancio d'esercizio.

- > "*Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015 – 2017*", emesso a dicembre 2017; il documento contiene modifiche formali e chiarimenti a principi già esistenti. In particolare, sono stati modificati i seguenti principi:
 - > "IFRS 3 – *Aggregazioni aziendali*"; le modifiche chiariscono che una società che acquisisce il controllo di un'attività a controllo congiunto che rappresenta un business, deve applicare i requisiti previsti per un'aggregazione aziendale realizzata in più fasi. In particolare, deve anche ricalcolare l'intera interessenza che deteneva in precedenza nell'attività a controllo congiunto al fair value alla data di acquisizione. Tali modifiche si applicano alle aggregazioni aziendali la cui data di acquisizione corrisponde, o è successiva, al 1° gennaio 2019.
 - > "IFRS 11 – *Accordi a controllo congiunto*"; 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 detenere il controllo congiunto, acquisisce il controllo congiunto, non deve rimisurare l'interessenza precedentemente detenuta. Tali modifiche si applicano alle operazioni in cui si ottiene il controllo congiunto a partire dal 1 gennaio 2019 o successivamente.
 - > "IAS 12 – *Imposte sul reddito*"; le modifiche chiariscono che gli effetti sulle imposte sul reddito quando la società rileva una passività relativa al dividendo da pagare, sono più direttamente correlati alle transazioni o eventi passati che hanno generato utili distribuibili che alla distribuzione ai soci. Pertanto, la società deve rilevare tali effetti fiscali sui dividendi nel conto economico, nel conto economico complessivo (OCI) o nel patrimonio netto, a seconda di dove la società ha originariamente rilevato tali transazioni o eventi passati.

- > "IAS 23 – Oneri finanziari"; le modifiche chiariscono che la parte dei finanziamenti specifici, originariamente stipulati per sviluppare un qualifying asset e che rimane in essere quando sostanzialmente tutte le operazioni necessarie per predisporre il bene per l'utilizzo previsto o la vendita sono completate, deve essere inclusa nell'ammontare dei finanziamenti generici della società. Le modifiche si applicano agli oneri finanziari sostenuti a partire dal 1 gennaio 2019 o successivamente.

L'applicazione di queste modifiche non ha avuto impatti sul presente bilancio d'esercizio.

4. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative

4.1 Applicazione dell'IFRS 16 "Leasing"

Informazioni sulla transizione

La Società ha adottato l'IFRS 16 *Leasing* utilizzando il metodo retrospettivo modificato, con data di prima applicazione 1° gennaio 2019; con questo metodo, il principio viene applicato retroattivamente contabilizzando l'effetto cumulato dell'applicazione iniziale dell'IFRS 16 alla data di prima applicazione. Conseguentemente, i dati comparativi (per l'esercizio 2018) non sono stati rideterminati e sono presentati, come in precedenza evidenziato, ai sensi dello IAS 17 e relative Interpretazioni. Inoltre, le disposizioni dell'IFRS 16 relative alle informazioni integrative non sono state applicate ai dati comparativi.

Per la transizione all'IFRS 16, la Società ha deciso di utilizzare l'espediente pratico di non rideterminare se un contratto è, o contiene un leasing, al 1° gennaio 2019. Pertanto, alla data dell'applicazione iniziale, la Società ha applicato il principio solo ai contratti che erano stati precedentemente identificati come leasing ai sensi degli IAS 17 e IFRIC 4 alla data dell'applicazione iniziale.

Nella transizione al nuovo principio contabile, e-distribuzione S.p.A.:

- non ha modificato i valori contabili delle attività e passività rilevate alla data di applicazione iniziale relativamente ai contratti di leasing precedentemente classificati come leasing finanziari ai sensi dello IAS 17;
- ha rilevato attività consistenti nel diritto di utilizzo e passività del leasing in relazione ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi in applicazione dello IAS 17, ad eccezione dei leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore", i cui importi sono considerati non significativi e per i quali non è richiesta nessuna rettifica alla data di transizione. Alla data di applicazione iniziale, la Società ha principalmente rilevato l'attività consistente nel diritto di utilizzo per un importo pari alla passività del leasing, rettificata dell'ammontare di eventuali risconti attivi o ratei passivi derivanti da tale contratto e rilevati nello stato patrimoniale immediatamente precedente la data dell'applicazione iniziale. Le passività del leasing sono state rilevate al valore attuale dei restanti pagamenti dovuti, utilizzando come tasso di attualizzazione il tasso di finanziamento marginale al 1° gennaio 2019 della società del Gruppo locataria.

Nell'applicazione dell'IFRS 16 ai contratti di leasing precedentemente identificati come leasing operativi, ai sensi dello IAS 17, la Società si è avvalso dei seguenti espedienti pratici:

- utilizzo della propria valutazione in merito all'onerosità dei leasing mediante l'applicazione delle disposizioni dello IAS 37 immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale, rettificando, alla data di prima applicazione, le attività consistenti nel diritto di utilizzo per l'importo degli accantonamenti per leasing onerosi rilevati immediatamente prima della data dell'applicazione iniziale;
- applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing di durata inferiore ai 12 mesi dalla data dell'applicazione iniziale;

- applicazione dell'eccezione alla rilevazione prevista per i contratti di leasing nei quali l'attività sottostante è di "modesto valore" e il cui importo è stimato come non significativo;
- uso delle esperienze acquisite, in particolare per determinare la durata del leasing per i contratti che contengono opzioni di proroga o di risoluzione del leasing.

L'IFRS 16 riguarda sostanzialmente la Società quando agisce in qualità di locatario. I casi più significativi interessati dalle nuove disposizioni dell'IFRS 16 riguardano principalmente le attività consistenti nel diritto di utilizzo relativo a immobili, autovetture e altri mezzi di trasporto (anche mezzi operativi).

La Società non è tenuta a compiere rettifiche in fase di transizione per i contratti di leasing in cui agisce in qualità di locatore.

Impatti sul bilancio

Sulla base di quanto sopra, l'effetto dell'adozione dell'IFRS 16 al 1° gennaio 2019 è stato il seguente:

Euro	Note			
		al 31.12.2018	Effetto IFRS 16	al 01.01.2019
ATTIVITA'				
Attività non correnti				
Immobili, impianti e macchinari	17	15.990.760.720	226.313.829	16.217.074.549
Attività immateriali	19	291.327.366	-	291.327.366
Attività per imposte differite	20	1.652.008.691	-	1.652.008.691
Partecipazioni	21	792.427	-	792.427
Derivati	22	53.514	-	53.514
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	444.446.071	-	444.446.071
Altre attività non correnti	24	106.428.199	-	106.428.199
	[Subtotale]	18.485.816.988	226.313.829	18.712.130.817
Attività correnti				
Rimanenze	25	355.113.966		355.113.966
Crediti commerciali	26	3.895.634.309		3.895.634.309
Attività derivanti da contratti con i clienti	5	261.489		261.489
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	246.083.532		246.083.532
Crediti per imposte sul reddito	28	51.470.142		51.470.142
Altri crediti tributari	29	78.063.788		78.063.788
Derivati	22	2.506.785		2.506.785
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	486.058.780		486.058.780
Altre attività finanziarie correnti	31			-
Altre attività correnti	32	197.781.559	(280.158)	197.501.401
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	68.391.037		68.391.037
	[Subtotale]	5.381.365.387	(280.158)	5.381.085.229
Attività classificate come possedute per la vendita	34			
TOTALE ATTIVITÀ		23.867.182.375	226.033.671	24.093.216.046

Euro	Note			
		al 31.12.2018	Effetto IFRS 16	al 01.01.2018
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'				
Patrimonio netto				
Capitale sociale		2.600.000.000		2.600.000.000
Riserve		3.772.513.759		3.772.513.759
Utili/(Perdite) accumulati		(1.715.591.572)		(1.715.591.572)
Totale Patrimonio Netto	35	4.656.922.187	-	4.656.922.187
Passività non correnti				
Finanziamenti a lungo termine	36	7.937.613.370	226.033.671	8.163.647.041
Benefici ai dipendenti	37	362.197.073		362.197.073
Fondi per rischi e oneri	38	454.587.808		454.587.808
Passività per imposte differite	20	16.274.075		16.274.075
Derivati	22	97.922.029		97.922.029
Passività contrattuali	5	3.618.818.703		3.618.818.703
Altre passività non correnti	39	321.459.804		321.459.804
	[Subtotale]	12.808.872.862	226.033.671	13.034.906.533
Passività correnti				
Finanziamenti a breve termine	36	271.467		271.467
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	36	195.266.621		195.266.621
Fondi per rischi e oneri	38	145.888.232		145.888.232
Debiti commerciali	40	2.728.804.391		2.728.804.391
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	42	2.140.466.109		2.140.466.109
Debiti per imposte sul reddito	43	-		-
Altri debiti tributari	44	29.439.229		29.439.229
Derivati	22	67.945		67.945
Passività contrattuali	5	583.144.895		583.144.895
Altre passività finanziarie correnti	45	89.784.625		89.784.625
Altre passività correnti	46	488.233.812		488.233.812
	[Subtotale]	6.401.367.326	-	6.401.367.326
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	34			-
Totale Passività		19.210.240.188	226.033.671	19.436.273.859
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		23.867.162.375	226.033.671	24.093.196.046

Segue una riconciliazione tra i pagamenti minimi dovuti per leasing operativi presentati in base allo IAS 17 al 31 dicembre 2018 e le passività del leasing rilevate al 1° gennaio 2019 conformemente all'IFRS 16:

Migliaia di euro	
Pagamenti minimi dovuti per leasing operativi al 31 dicembre 2018	273.701
Tasso di finanziamento marginale medio ponderato al 1 gennaio 2019	-6,76%
(Effetto dell'attualizzazione)	- 18.493
(Eccezione alla rilevazione per i leasing di "modesto valore")	-
(Eccezione alla rilevazione per i leasing a breve termine)	- 4.333
Passività dei leasing finanziari rilevata al 31 dicembre 2018	-
Pagamenti per il leasing relativi a periodi di rinnovo non inclusi negli impegni derivanti da leasing operativi al 31 dicembre 2018	- 24.841
Passività da leasing operativo al 1 gennaio 2019	226.034

Informazioni sul Conto Economico

5. Ricavi – Euro 6.827.142 migliaia

La voce accoglie i ricavi rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15 e non; essi risultano così articolati:

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018
Ricavi trasporto energia elettrica:	6.176.296	6.063.437	112.859
Ricavi trasporto energia (terzi)	2.588.035	2.411.963	176.072
Ricavi trasporto energia (gruppo)	3.340.091	3.459.275	(119.184)
Perequazioni	(21.431)	(12.418)	(9.013)
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	14.744	(3.165)	17.909
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i>	<i>7.261</i>	<i>(21.781)</i>	<i>29.042</i>
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	<i>7.483</i>	<i>18.616</i>	<i>(11.133)</i>
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	254.857	207.782	47.075
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	527.148	475.662	51.486
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	204.592	197.662	6.930
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	136.660	126.128	10.532
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	90.626	86.185	4.441
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	95.270	65.686	29.584
Lavori in corso su ordinazione:	27.703	24.383	3.320
Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi)	2.222	5.127	(2.905)
Lavori e servizi in corso su ordinazione (gruppo)	25.481	19.256	6.225
Altre vendite e prestazioni:	79.987	101.540	(21.553)
Ricavi da vendita beni (terzi)	17.679	19.802	(2.123)
Ricavi da vendita beni (gruppo)	22.192	33.060	(10.868)
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	31.407	33.400	(1.993)
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	8.709	15.278	(6.569)
Locazione beni strumentali:	9.751	11.989	(2.238)
Locazione beni strumentali (terzi)	3.622	6.958	(3.336)
Locazione beni strumentali (gruppo)	6.129	5.031	1.098
Altri ricavi:	6.257	-	6.257
Ricavi da leasing operativo (terzi)	4.945	-	4.945
Ricavi da leasing operativo (gruppo)	1.312	-	1.312
Totale Ricavi	6.827.142	6.677.011	150.131

Si segnala che, al 31 dicembre 2018 nella voce “Locazione beni strumentali” erano presenti anche ricavi che dal 1° gennaio 2019, in seguito all'applicazione del principio IFRS 16, sono stati esposti tra i “Ricavi da Contratti di leasing operativo”.

I Ricavi da trasporto energia, complessivamente pari al 31 dicembre 2019 a euro 6.176.296 migliaia, accolgono i ricavi per il servizio di trasporto ai clienti del mercato della Maggior Tutela, della Salvaguardia e del Mercato Libero, nonché quelli derivanti dai meccanismi di perequazione e da “abolizione lag regolatorio”, normato con la Delibera ARERA n. 654/2015.

I Ricavi da trasporto energia si riferiscono, per euro 3.340.091 migliaia, ai ricavi verso le altre società del gruppo, di cui euro 1.532.500 migliaia verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia e euro 1.806.592 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il trasporto al mercato della Maggior Tutela.

I Ricavi da trasporto energia riflettono anche il valore netto negativo dei meccanismi di perequazione, pari a euro 21.431 migliaia (negativo per euro 12.418 migliaia al 31 dicembre 2018), derivanti:

- per euro (97.813) migliaia, dall'applicazione del meccanismo di perequazione del servizio di distribuzione (pari a euro (76.228) migliaia al 31 dicembre 2018);
- per euro (3.409) migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Misura (euro 8.647 al 31 dicembre 2018);
- per euro 22.950 migliaia dall'applicazione del meccanismo di perequazione per gli eventi sismici del centro Italia (euro 31.724 migliaia al 31 dicembre 2018);
- per euro 19.026 migliaia, dall'iscrizione del meccanismo di perequazione Usi Propri (euro 21.269 al 31 dicembre 2018);
- per euro 18.749 migliaia dall'applicazione del meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione (euro 348 migliaia al 31 dicembre 2018);
- per euro 11.543 migliaia all'effetto positivo del meccanismo perequativo a compensazione dei mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni sulle variazioni di potenza richieste dai clienti domestici, introdotto dalla delibera 568/2019;
- per euro 7.523 migliaia, dalla perequazione relativa al riconoscimento della maggiore remunerazione sugli investimenti incentivati (euro 1.820 migliaia al 31 dicembre 2018).

In particolare, l'incremento complessivo dei Ricavi per il servizio di trasporto energia elettrica, comprensivi di quelli relativi ad esercizi precedenti, delle perequazioni e dei ricavi da abolizione lag regolatorio, pari a euro 112.859 migliaia, si riferisce principalmente ai fenomeni di seguito evidenziati:

- all'effetto positivo, pari a euro 47.045 migliaia, derivante dall'iscrizione dei maggiori ricavi relativi alla modifica del lag regolatorio per gli investimenti realizzati nel 2019 (Deliberazione n. 654/15 ARERA);
- all'effetto positivo derivante dalla registrazione, nel 2018, di una sopravvenienza passiva sui ricavi da abolizione "Regulatory Lag", pari a euro 38.780 migliaia;
- all'effetto positivo dovuto alla contabilizzazione della quota del 20% dei ricavi su energia reattiva dal 2016 al 2019, pari a euro 35.080 migliaia (Deliberazione n. 568/19 ARERA);
- all'effetto positivo del meccanismo perequativo a compensazione dei mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni sulle variazioni di potenza richieste dai clienti domestici, introdotto dalla delibera 568/2019, pari a euro 11.543 milioni;
- all'effetto positivo della remunerazione addizionale su investimenti incentivati, pari a euro 5.704 migliaia;
- all'effetto positivo, pari a euro 12.465 migliaia, dovuto all'aumento delle tariffe di riferimento di distribuzione e misura rispetto al 2018 (Deliberazione n. 117/19 ARERA);
- all'effetto negativo, pari a euro 5.737 migliaia, dovuto alla pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive del 2018 (Deliberazione n. 76/19 ARERA) rispetto alle tariffe di riferimento del 2017 (Deliberazione n. 175/18 ARERA);
- all'effetto netto negativo complessivo, pari a euro 26.260 milioni, derivante dalle perequazioni relative al servizio di distribuzione, agli usi propri, al servizio di misura, ai costi di trasmissione e agli eventi sismici avvenuti in centro Italia.

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2019 ammontano complessivamente a euro 527.148 migliaia e presentano un incremento di euro 51.486 migliaia rispetto all'esercizio precedente, per effetto delle maggiori richieste di spostamento ed allaccio pervenute nell'anno 2019.

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2019, a complessivi euro 341.252 migliaia, accolgono la quota di competenza del periodo di corrispettivi ricevuti da clienti e relativi ad obbligazioni di fare soddisfatte dalla Società nel corso del tempo (principalmente richieste di nuove connessioni, attività che determinano la modifica delle condizioni di connessione e/o attivazioni di PoD -*Point of delivery*- già installati).

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento pari, al 31 dicembre 2019, a complessivi euro 185.896 migliaia, si riferiscono ad obbligazioni di fare adempiute in un determinato momento da parte della Società (essenzialmente spostamento impianti, attività che determinano delle modifiche contrattuali soggettive e altre particolari attività di minore importanza, come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti).

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 27.703 migliaia (euro 24.383 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferiscono per euro 25.481 migliaia a prestazioni di servizi previsti dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" ed effettuati alla società del gruppo Open Fiber S.p.A. per consentire le attività di posa della fibra ottica sull'infrastruttura della Società.

Le altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2019 a complessivi euro 79.987 migliaia, si riferiscono per euro 49.086 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 30.901 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a complessivi euro 49.086 migliaia (euro 53.202 migliaia al 31 dicembre 2018), sono relative:

- per euro 17.679 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 19.802 migliaia al 31 dicembre 2018);
- per euro 24.758 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 23.772 migliaia al 31 dicembre 2018);
- per euro 5.065 migliaia (euro 8.623 migliaia al 31 dicembre 2018) 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 30.901 migliaia (euro 48.338 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 6.610 migliaia (euro 25.082 migliaia al 31 dicembre 2018) a ricavi verso Endesa Distribución Eléctrica per la vendita dei contatori elettronici e servizi correlati;
- per euro 12.373 migliaia (euro 12.988 migliaia al 31 dicembre 2018) a ricavi verso le società Enel Distributie Muntenia S.A., Enel Distributie Banat S.A. ed Enel Distributie Dobrogea S.A. per la vendita di materiali e prestazioni di servizi;
- per euro 8.210 migliaia (euro 6.996 migliaia al 31 dicembre 2018) a ricavi verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. relativi a prestazioni di servizi amministrativi, di supporto tecnico, logistica e assistenza nella fornitura di contatori elettronici e nella fornitura di servizi per la posa della fibra ottica.

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 9.751 migliaia (euro 11.989 migliaia al 31 dicembre 2018) riguardano:

- per euro 3.622 migliaia (euro 6.958 al 31 dicembre 2018) ricavi da terzi per concessione di diritti d'uso (IRU) per l'appoggio di fibra ottica sull'infrastruttura fisica della Società;
- per euro 6.129 migliaia (euro 5.031 migliaia al 31 dicembre 2018) ricavi verso la società Open Fiber S.p.A. per concessione di diritto d'uso (IRU) per l'appoggio di cavi ottici sull'infrastruttura fisica della Società

Si segnala che, nel bilancio al 31 dicembre 2018, i ricavi da locazione beni strumentali comprendevano anche i ricavi da Open Fiber per la locazione spazi all'interno delle cabine di proprietà di e-distribuzione e da terzi per locazioni di beni strumentali che, a far data dal 1° gennaio 2019, con l'introduzione del principio contabile IFRS 16, vengono rilevati tra i Ricavi da leasing operativo.

Gli Altri ricavi, pari a complessivi euro 6.257 migliaia, si riferiscono ricavi da leasing operativo in cui la Società opera in qualità di locatore. In particolare, per euro 1.312 migliaia, sono relativi alla locazione di spazi all'interno delle cabine di proprietà effettuata a favore di Open Fiber e per euro 4.946 migliaia a locazioni di beni strumentali a terzi.

La seguente tabella fornisce informazioni sui crediti, le attività e le passività contrattuali relative ai ricavi trasporto energia elettrica, contributi da connessione, lavori in corso su ordinazione, altre vendite e prestazioni e locazioni beni strumentali:

Migliaia di euro

	al 31/12/2019	al 31/12/2018
Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"	3.948.900	3.847.887
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	2.411.284	2.422.167
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	1.537.616	1.425.720
Attività derivanti da contratti con i clienti	443	261
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	443	261
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
Passività contrattuali non correnti:	(3.520.140)	(3.618.819)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(2.011.823)	(2.142.686)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(1.358.819)	(1.389.793)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(6.593)	(6.299)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	(142.905)	(80.041)
Passività contrattuali correnti:	(641.971)	(583.145)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	-	-
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	(4.362)	(1.525)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(216.702)	(179.188)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(69.879)	(35.951)
di cui Acconti altri (terzi)	(617)	(780)
di cui Acconti altri (gruppo)	(1.758)	(36.892)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(204.390)	(197.687)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(135.655)	(126.138)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(570)	-
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	(8.038)	(4.984)
TOTALE	(212.770)	(353.816)

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente un incremento, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 101.013 migliaia, riconducibile all'incremento dei crediti verso Società del gruppo, pari a euro 111.896 migliaia (in particolare per euro 94.335 migliaia verso Enel Energia S.p.A., per euro 19.724 migliaia verso Open Fiber S.p.A), parzialmente compensato dalla riduzione dei crediti verso terzi, pari ad euro 10.883 migliaia. La riduzione dei crediti commerciali verso terzi è essenzialmente riconducibile alla riduzione dei crediti da abolizione Regulatory Lag, per effetto delle cessioni crediti pro-soluto effettuate nell'esercizio 2019.

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2019 esse ammontano ad euro 443 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (3.520.140) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (3.370.642) migliaia) e i risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (149.498) migliaia) aventi scadenza oltre i 12 mesi.

I risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori presenti tra le passività non contrattuali sono relativi alla quota parte di corrispettivi ricevuta dai clienti in seguito a richieste di nuove connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, dalle quali scaturisce per il distributore un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, con il pagamento del contributo, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione richiesta, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. Conseguentemente, in questi casi, il contributo di connessione sarà rilevato a Conto Economico nel corso del tempo e, in particolare, lungo il periodo di tempo che si estende dal momento in cui è stata eseguita la prestazione di connessione e per tutta la durata della concessione (31 dicembre 2030), inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possono beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi.

I risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori aventi scadenza oltre i 12 mesi presentano, rispetto al 31 dicembre 2018, una riduzione complessiva pari ad euro 161.837 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 341.252 migliaia) e dalla riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota di risconti passivi che sarà "riversata" a Conto Economico entro i 12 mesi successivi (pari ad euro 16.220 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2018 (pari a euro 195.635 migliaia).

I risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica aventi scadenza oltre i 12 mesi si riferiscono al valore del diritto d'uso (IRU) riconosciuto a terzi ed alla società Open Fiber S.p.A. che consente l'appoggio della rete in fibra ottica sull'infrastruttura fisica di e-distribuzione S.p.A. anche al fine del successivo esercizio.

Tali risconti vengono rilevati a Conto Economico a partire dal momento in cui si costituisce il diritto d'uso e fino alla scadenza contrattualmente prevista (solitamente pari a 20 anni).

Essi presentano, al 31 dicembre 2019, un incremento pari a euro 63.158 migliaia sostanzialmente riconducibile ai maggiori volumi di infrastruttura elettrica messa a disposizione della società Open Fiber S.p.A. rispetto all'esercizio precedente.

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (641.973) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (4.362) migliaia)
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (286.581) migliaia)
- acconti diversi (pari a euro (2.377) migliaia)
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (340.045) migliaia)
- risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica verso la società Open Fiber S.p.A. (pari a euro (8.038) migliaia).

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 216.702 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 69.879 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia per euro 32.160 migliaia e Open Fiber S.p.A. per euro 29.909 migliaia). Essi sono costituiti dagli anticipi ricevuti dai clienti a fronte di connessioni alla rete, spostamento impianti e altre attività correlate non ancora eseguite. Al completamento della connessione o delle altre attività richieste dal cliente, verranno riversati:

- a Conto Economico se riferiti obbligazioni di fare soddisfatte in un determinato momento (cd. *“at a point in time”*) da parte della Società
- tra i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori se relativi a obbligazioni di fare soddisfatte nel corso del tempo (cd. *“over time”*) da parte della Società.

I risconti passivi, sia per connessioni alla rete ed altri diritti accessori che relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica, accolgono la quota di rispettivi contributi che saranno riversati a Conto Economico entro i successivi 12 mesi.

Nella tabella seguente sono riepilogate le informazioni relative agli obblighi di performance della Società relativi ai ricavi da contratti con i clienti:

2019			
	Point in Time	Over Time	Totale
Ricavi trasporto energia elettrica:	-	6.176.296	6.176.296
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)	-	2.588.035	2.588.035
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)	-	3.340.091	3.340.091
Perequazioni	-	(21.431)	- 21.431
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	-	14.744	14.744
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	-	7.261	7.261
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>	-	7.483	7.483
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	-	254.857	254.857
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	185.896	341.252	527.148
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	-	204.592	204.592
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	-	136.660	136.660
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	90.626	-	90.626
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	95.270	-	95.270
Lavori in corso su ordinazione:	24.747	2.956	27.703
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	705	1.518	2.223
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	24.042	1.438	25.480
Altre vendite e prestazioni:	51.717	28.270	79.987
Ricavi da vendita beni (terzi)	17.679	-	17.679
Ricavi da vendita beni (gruppo)	22.192	-	22.192
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	6.632	24.775	31.407
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	5.214	3.495	8.709
Locazioni beni strumentali:	-	9.751	9.751
Locazioni beni strumentali (terzi)	-	3.622	3.622
Locazioni beni strumentali (gruppo)	-	6.129	6.129
TOTALE	262.360	6.558.525	6.820.885

Di seguito si fornisce l'informativa sulle "performance obligation" sottostanti le principali tipologie di ricavi:

- i ricavi da trasporto energia prevedono il soddisfacimento di un'unica obbligazione di fare, ovvero il trasporto dell'energia ai traders, soddisfatta nel corso del tempo. Per la rilevazione di tali ricavi, la Società applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output, in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che hanno per il cliente le prestazioni completate fino alla data considerata. Essi normalmente vengono fatturati con cadenza mensile (nel periodo compreso tra il primo ed il nono giorno successivo al mese riferimento), solitamente con una scadenza a 30 giorni dalla data della fattura. Nella fornitura del servizio di trasporto la Società agisce in qualità di "principale" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio all'utente del trasporto. Nella determinazione del prezzo, e-distribuzione S.p.A. prende a riferimento le tariffe e i relativi vincoli fissati dall'ARERA in vigore nel periodo di riferimento. Come disposto

dal CADE (Allegato B Art.2), le tipologie delle garanzie attive chieste e ottenute dalla Società a garanzia dei propri crediti commerciali per prestazioni di trasporto appartengono alle seguenti categorie:

- Fidejussioni Bancarie
- Fidejussioni Assicurative
- Depositi cauzionali infruttiferi
- Parent Company Guarantees
- Rating creditizio

La prestazione di garanzie secondo le modalità sopra individuate è condizione necessaria per la conclusione del contratto di trasporto.

- I contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori, sia monetari che in natura, sono rilevati in base all'adempimento delle obbligazioni di fare previste dal contratto. In particolare, alle richieste di nuove connessioni, di modifica delle condizioni contrattuali che hanno impatti nelle condizioni di fornitura e/o di attivazioni di PoD già installati, scaturisce per e-distribuzione S.p.A. un'obbligazione di fare soddisfatta nel corso del tempo in quanto il cliente, con il pagamento del contributo, oltre ad ottenere il diritto alla prestazione richiesta, acquisisce implicitamente anche il diritto ad ottenere l'accesso continuato all'infrastruttura per la fornitura della commodity. In questi casi, il contributo di connessione sarà rilevato a Conto Economico nel corso del tempo e, più nello specifico, lungo il periodo di tempo che si estende dal momento in cui è stata eseguita la prestazione e per tutta la durata della concessione (31 dicembre 2030), inteso come il periodo durante il quale il cliente iniziale e qualsiasi altro cliente futuro possono beneficiare dell'accesso continuativo al servizio, senza corrispondere ulteriori contributi di connessione aggiuntivi. Al contrario, alle richieste di spostamento impianti, di nuove attivazioni senza connessione, di modifica delle condizioni contrattuali soggettive o per altre particolari attività di minore importanza (come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti), scaturisce per la Società un'obbligazione di fare adempiuta in un determinato momento che comporta la rilevazione a Conto Economico del contributo in un'unica soluzione, nel momento in cui viene eseguita la prestazione da parte di e-distribuzione. Il valore dei contributi viene definito in base alla tipologia di richiesta, in conformità alle prescrizioni indicate da ARERA nel TIC "Testo integrato connessioni". Essi possono essere:
 - a *forfait*, nel caso di richieste di prestazioni il cui importo è definito dall'Autorità nel periodo di riferimento;
 - a spesa relativa quando l'importo del lavoro è determinato sulla base degli oneri sostenuti dal distributore (costo materiali, manodopera ed eventuali costi aggiuntivi);
 - misti nel caso in cui l'importo è determinato in parte a forfait e in parte a spesa relativa.

I contributi monetari solitamente vengono fatturati in acconto, nel momento in cui il cliente accetta l'importo della richiesta e vengono rilevati tra le passività contrattuali correnti.

Nella fornitura del servizio di connessione la Società agisce in qualità di "*principal*" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio al cliente.

Nella seguente tabella è infine evidenziata la composizione dei ricavi da contratti con i clienti per area geografica:

Migliaia di euro

	2019	2018
Italia	6.804.185	6.627.620
Spagna	8.216	26.081
Romania	12.135	15.479
Altri	2.606	7.831
Totale	6.827.142	6.677.011

6. Altri proventi operativi – Euro 833.931 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018
Contributi in conto impianti:	18.442	17.704	738
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	18.442	17.704	738
Plusvalenze da alienazione:	6.947	5.462	1.485
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	6.947	5.462	1.485
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	41.041	32.712	8.329
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	40.774	31.769	9.005
Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo)	267	943	(676)
Rimborsi da clienti:	133	428	(295)
Rimborsi da clienti (terzi)	133	428	(295)
Personale distaccato:	3.175	2.560	615
Personale distaccato (gruppo)	3.175	2.560	615
Canoni e locazioni varie:	467	3.080	(2.613)
Canoni e locazioni varie (terzi) - no IFRS 16	457	3.071	(2.614)
Canoni e locazioni varie (gruppo) - no IFRS 16	10	9	1
Vendita materiali vari	62	268	(206)
Penalità e altre rettifiche da fornitori	11.434	11.430	4
Premio continuità del servizio	32.200	44.009	(11.809)
Premio resilienza	16.000	-	16.000
Reintegro da CSEA OdS versati e non riscossi	230.131	145.867	84.264
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	406.384	602.505	(196.121)
Altri	67.515	146.926	(79.411)
Altri (terzi)	66.534	143.560	(77.026)
Altri (gruppo)	981	3.366	(2.385)
Totale Altri proventi operativi	833.931	1.012.951	(179.020)

I ricavi per i contributi ricevuti da organismi comunitari, dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e per elettrificazione rurale sono pari a euro 18.442 migliaia (euro 17.704 migliaia al 31 dicembre 2018).

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 41.041 migliaia (euro 32.712 migliaia al 31 dicembre 2018), accolgono essenzialmente gli importi dei rimborsi assicurativi ricevuti a fronte del danneggiamento degli impianti. L'aumento è riconducibile essenzialmente all'iscrizione dei risarcimenti assicurativi per danni a impianti derivanti da eventi meteo avversi e/o da eventi sismici occorsi nel periodo compreso tra il 2015 ed il 2017, riconosciuti nel 2019 dalla Compagnia Assicuratrice.

I rimborsi da clienti si riferiscono in linea di massima a penali e rimborsi per inadempienze contrattuali ricevuti su contratti non in scope IFRS 15 e/o su contratti relativi ad attività di natura accessoria rispetto all'oggetto principale dell'attività aziendale.

I ricavi per personale distaccato, pari a euro 3.175 migliaia, si riferiscono ai distacchi del personale di e-distribuzione S.p.A. presso le società del gruppo. Essi sono prevalentemente riconducibili ad Enel.Si per euro 757 migliaia (euro 205 al 31 dicembre 2018), Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. per euro 618 migliaia (euro 335 migliaia al 31 dicembre 2018), Enel Italia per euro 349 migliaia (euro 188 al 31 dicembre 2018), Endesa Distribucion Electrica, per euro 291 migliaia (euro 460 migliaia al 31 dicembre 2018), Enel Distributie Muntenia S.A. per euro 236 migliaia (euro 233 migliaia al 31 dicembre 2018), Enel Distributie Dobrogea per euro 223 migliaia (euro 181 al 31 dicembre 2018), Enel Distributie Banat per euro 187 migliaia (euro 185 migliaia al 31 dicembre 2018) ed Enel Romania per euro 178 migliaia (euro 240 al 31 dicembre 2018).

I canoni e locazioni varia, pari a euro 467 migliaia, si riferiscono essenzialmente alla locazione, all'affitto e al noleggio a terzi di beni immobili e mobili, di proprietà della Società, non utilizzati nell'ambito dell'attività caratteristica.

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 2019 (euro 31.900 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. 646/2015) e l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2018 determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 500/2019 (euro 300 migliaia).

Al 31 dicembre 2018 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 2018 (euro 45.500 migliaia), l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2017 (euro 1.558 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione ARERA n. 605/2018 e la stima del premio relativo all'esercizio 2017 per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso (euro 3.049 migliaia).

Si rinvia alla Nota di commento n.11 per l'analisi dei costi per penali e indennizzi sulla continuità del servizio.

Il premio sulla resilienza, pari a euro 16.000 migliaia, accoglie la stima del premio spettante alla Società per gli Interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica effettuati fino a dicembre 2019 e determinati in base ai criteri definiti in Deliberazione ARERA n. 668/2018 e nella successiva Deliberazione n. 534/2019.

I proventi per reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi, pari a euro 230.131 migliaia (euro 145.867 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferiscono al meccanismo di reintegrazione dei crediti altrimenti non recuperabili connessi agli oneri generali di sistema, versati alla CSEA e al GSE a partire dal 1 gennaio 2016 e non riscossi dalle imprese distributrici, istituito dalla delibera ARERA n. 50/2018. La voce accoglie anche gli interessi di mora, inerenti i mancati incassi per oneri di sistema già ristorati da CSEA nell'ambito del meccanismo di reintegro previsto dalla suddetta delibera e già dichiarati nell'istanza del 2018.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 406.384 migliaia (euro 602.505 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferiscono ai Titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2019 per la copertura, insieme con i TEE che verranno acquisiti da gennaio a maggio 2020, almeno del 60% dell'obbligo 2019, oltre alla quota restante dell'obbligo 2017.

Al 31 dicembre 2018 si riferivano ai contributi relativi alla copertura del 60% dell'obbligo 2018, e alla copertura dell'inadempimento del 40% dell'obbligo del 2016.

Il decremento, pari a euro 196.121 migliaia, deriva dal minore contributo unitario del periodo e dai minori volumi di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 67.515 migliaia (euro 146.926 migliaia al 31 dicembre 2018) presentano una riduzione pari a euro 79.411 migliaia. La voce, al 31 dicembre 2019, accoglie sostanzialmente il corrispettivo, pari a euro 50.123 migliaia, relativo all'accordo sottoscritto nel 2019 tra e-distribuzione e AXA Infrastructure Investissement s.a.s. e Finfra S.A. per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas).

Al 31 dicembre 2018, la voce accoglieva prevalentemente il corrispettivo, pari a euro 128.000 migliaia, relativo all'accordo tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso sempre alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas).

7. Materie prime e materiali di consumo – Euro 664.013 migliaia

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

Migliaia di euro	2019	2018	2019-2018	
Acquisto energia:	19.486	21.636	(2.150)	(10%)
Acquisto energia (gruppo)	19.026	21.270	(2.244)	(11%)
Acquisto energia esercizi precedenti:	460	366	94	26%
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (terzi)	332	-	332	100%
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	128	366	(238)	(65%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	740.137	659.370	80.767	12%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	740.126	659.370	80.756	12%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	11	-	11	100%
Variazione rimanenze materiali	(95.610)	(12.343)	(83.267)	>100%
Totale	664.013	668.663	(4.650)	(1%)
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(567.990)</i>	<i>(549.821)</i>	<i>(18.169)</i>	<i>3%</i>

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 19.026 migliaia (euro 21.270 migliaia al 31 dicembre 2018) si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

L'incremento degli acquisti di stock di materiali, pari a euro 80.767 migliaia, da destinare ai progetti finanziati PON e POR e/o alle attività per la manutenzione ed il funzionamento della rete di distribuzione nonché all'aumento delle giacenze di contatori e concentratori di seconda generazione, acquistate per far fronte alle installazioni previste dal piano Open Meter.

8. Servizi – Euro 2.340.471 migliaia

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

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018	
Trasporto energia elettrica:	1.581.738	1.556.899	24.839	2%
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.584.465	1.559.574	24.891	2%
Trasporto energia elettrica (gruppo)	-	-	-	100%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	(2.727)	(2.677)	(50)	2%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)	-	2	(2)	(100%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	171.905	150.551	21.354	14%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	61.701	49.292	12.409	25%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	110.204	101.259	8.945	9%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	202.324	189.963	12.361	7%
Servizi per manutenzione riparazione e impianti (gruppo)	-	-	-	-
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	202.324	189.963	12.361	7%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	66.265	70.363	(4.098)	(6%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.419	(272)	1.691	<100%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	64.846	70.635	(5.789)	(8%)
Assistenza, consulenza e altre prestazioni da società controllante	23.272	8.281	14.991	>100%
Assistenza, consulenza e altre prestazioni da società del gruppo	36.501	43.850	(7.349)	(17%)
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	25.143	24.852	291	1%
Provvigioni e commissioni	244	752	(508)	(68%)
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	29.824	30.473	(649)	(2%)
Costi per assicurazioni:	29.176	30.493	(1.317)	(4%)
Costi per assicurazioni (terzi)	24.850	24.846	4	0%
Costi per assicurazioni (gruppo)	4.326	5.647	(1.321)	(23%)
Servizi e altre spese connesse al personale	11.905	12.319	(414)	(3%)
Prestazioni professionali e tecniche	33.819	31.315	2.504	8%
Servizi di ristorazione (gruppo)	20.873	21.878	(1.005)	(5%)
Personale distaccato (gruppo)	315	301	14	5%
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	43.291	6.507	36.784	>100%
Altri costi per servizi:	6.558	13.073	(6.515)	(50%)
Altri costi per servizi (terzi)	(1.269)	4.801	(6.070)	<100%
Altri costi per servizi (gruppo)	7.827	8.272	(445)	(5%)
Costi per godimento beni di terzi				
Affitti e locazioni:	21.224	40.714	(19.490)	(48%)
Affitti e locazioni (terzi)	1.869	743	1.126	>100%
Affitti e locazioni (gruppo)	19.355	39.971	(20.616)	(52%)
Canoni di noleggio:	7.949	48.414	(40.465)	(84%)
Canoni di noleggio (terzi)	-	48.414	(48.414)	(100%)
Canoni di noleggio (gruppo)	-	-	-	-
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi	4.677	-	4.677	100%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term	3.272	-	3.272	100%
Altri affitti e locazioni (terzi)	-	2.209	(2.209)	(100%)
Altri canoni e costi (terzi)	28.145	30.400	(2.255)	(7%)
Totale	2.340.471	2.313.607	26.864	1%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(9.261)</i>	<i>(13.855)</i>	<i>4.595</i>	<i>(33%)</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, pari a euro 24.839 migliaia, è legato all'aumento del costo di trasmissione verso Terna per effetto dell'aumento della tariffa sia sulla componente energia che sulla componente potenza.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 202.324 migliaia (euro 189.963 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, ispezioni e verifiche periodiche agli impianti, ecc).

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 43.291 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2019, pari complessivamente a euro 46.796 migliaia, connessi alla stima degli oneri per danni a terzi al di sotto delle franchigie assicurative, per i guasti agli impianti e per fondo vertenze e contenzioso. Tali effetti risultano parzialmente compensati dai rilasci del fondo vertenze e contenzioso effettuati nel 2019, pari complessivamente a euro 3.505 migliaia.

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.

La riduzione di tali costi è riconducibile essenzialmente all'impiego di minori risorse da parte di Enel Italia S.r.l. per le attività prestare a e-distribuzione S.p.A.

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

9. Costo del personale – Euro 1.014.870 migliaia

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

Migliaia di euro	Note	2019	2018	2019-2018	
Salari e stipendi		719.415	730.601	(11.186)	(2%)
Oneri sociali		230.660	243.820	(13.160)	(5%)
Benefici successivi al rapporto di lavoro	36	44.168	46.462	(2.294)	(5%)
Altri benefici a lungo termine	36	1.830	3.386	(1.556)	(46%)
Altri costi	37	16.902	45.331	(28.429)	(63%)
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	37	1.895	1.979	(84)	(4%)
Totale		1.014.870	1.071.579	(56.709)	(5%)
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(322.570)</i>	<i>(314.293)</i>	<i>(8.277)</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 39.743 migliaia (euro 40.766 migliaia al 31 dicembre 2018) riconducibili essenzialmente al Trattamento di Fine Rapporto.

La riduzione degli oneri sociali, pari a complessivi euro 13.160 migliaia, è in linea con la riduzione della consistenza media del personale rispetto all'anno precedente pari all' 1,6%.

La riduzione degli "Altri benefici a lungo termine", di euro 1.556 migliaia, è legato principalmente alla diminuzione dei costi dei Piani di incentivazione Infrastrutture & Reti, pari a euro 1.204 migliaia, parzialmente compensata dall'aumento dei costi legati al piano Premio di Fedeltà, pari a euro 352 migliaia.

La variazione degli "Altri costi" deriva essenzialmente dalla riduzione dei costi relativi al fondo incentivo all'esodo in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 della legge n. 92/2012 (cd. Legge Fornero) per effetto di una review del personale che può accedere al piano art. 4, per un ammontare pari complessivamente a euro 29.366 migliaia.

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.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 37 "Fondi per rischi e oneri".

La consistenza del personale al 31 dicembre 2019 è pari a 14.905 unità e ha evidenziato un decremento di 237 unità (15.142 unità nel 2018). 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 2019

	Consistenza media		Consistenza	
	2019	2018	2019-2018	al 31 dicembre 2019
Dirigenti	102	110	(8)	98
Quadri	977	994	(17)	1.019
Impiegati	7.171	7.597	(426)	6.861
Operai	6.608	6.678	(70)	6.927
TOTALE	14.858	15.378	(521)	14.905

10. Ammortamenti e impairment - Euro 1.280.306 migliaia

Gli ammortamenti e impairment sono composti come evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro				
	2019	2018	2019-2018	
Ammortamento delle attività materiali	990.502	914.858	75.644	8%
Ammortamento delle attività immateriali	65.471	39.270	26.201	67%
Impairment attività materiali	-	389	(389)	(100%)
Impairment partecipazioni	263	-	263	100%
Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore di attività materiali e immateriali	1.056.236	954.517	101.719	11%
Impairment di crediti commerciali, altri crediti e altre attività	228.329	236.329	(8.000)	(3%)
Ripristini di valore crediti commerciali, altri crediti ed altre attività	(4.259)	(16.198)	11.939	(74%)
Impairment e ripristini di valore di crediti commerciali, altri crediti ed altre attività	224.070	220.131	3.939	2%
TOTALE Ammortamenti e Impairment	1.280.306	1.174.648	105.658	9%

L'incremento degli ammortamenti, pari a euro 101.719 migliaia, è riconducibile:

- ai maggiori ammortamenti sulle attività materiali in leasing, pari a euro 43.469 migliaia, derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 dal 1° gennaio 2019;
- ai maggiori ammortamenti delle attività materiali e immateriali in conseguenza dei maggiori investimenti effettuati, pari a euro 58.375 migliaia;
- all'impairment effettuato sulle partecipazioni Saudi Arabia, pari a euro 263 migliaia;
- alla riduzione dell'impairment delle attività materiali, pari a euro 389 migliaia.

L'impairment dei crediti commerciali e i ripristini di valore al 31 dicembre 2018, pari a euro 236.329 migliaia, riflette l'accantonamento stanziato ai fini IFRS 9 sui crediti commerciali (per euro 235.872 migliaia) e sugli altri crediti (per euro 546 migliaia).

La tabella di seguito riportata evidenzia la composizione degli impairment e dei ripristini di valore:

Migliaia di euro		Note	2019	2018	2019-2018
Impairment:					
Immobili, impianti e macchinari	17	-	-	389	(389)
Partecipazioni		263	263	-	263
Crediti commerciali	26	228.329	228.329	236.329	(8.000)
Ripristini di valore					
Crediti commerciali	26	(2.986)	(2.986)	(16.198)	13.212
Altri crediti		(1.273)	(1.273)	-	(1.273)
Totale		224.333	224.333	220.520	3.813

Per maggiori dettagli si rinvia alle note nota n. 46 "Strumenti Finanziari" e n. 47 "Risk management".

11. Altri costi operativi – Euro 631.828 migliaia

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

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	(60.493)	1.743	(62.236)	<100%
Minusvalenze ordinarie alienazioni	19.721	6.962	12.759	>100%
Imposte, tasse e tributi	41.811	40.964	847	2%
Titoli efficienza energetica:	415.832	606.632	(190.800)	(31%)
Titoli efficienza energetica annuali (gruppo)	-	(64)	64	-
Titoli efficienza energetica annuali (terzi)	415.832	606.696	(190.864)	(31%)
Contributi e quote associative	9.676	10.433	(757)	(7%)
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 646/15 ARERA)	8.143	7.733	410	5%
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del. 646/15 ARERA)	13.034	24.357	(11.323)	(46%)
Penalità sulla continuità del servizio (del. 646/15 ARERA)	136.329	89.786	46.543	52%
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 646/15 ARERA)	12.557	8.146	4.411	54%
Altri costi operativi:	35.218	38.548	(3.330)	(9%)
Altri oneri diversi di gestione (terzi)	27.301	30.328	(3.027)	(10%)
Altri oneri diversi di gestione (gruppo)	7.917	8.220	(303)	(4%)
Totale altri costi operativi	631.828	835.304	(203.476)	(24%)

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2019 presenta un saldo positivo, pari ad euro 60.493 migliaia (al 31 dicembre 2018 l'effetto era invece negativo e risultava pari a euro 1.743 migliaia), e riflette euro 76.675 migliaia di rilasci a conto economico (euro migliaia 3.582 nel 2018) ed euro 16.182 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 5.325 migliaia nel 2018).

La riduzione della voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari a euro 62.236 migliaia, deriva principalmente:

- dal rilascio di un fondo sanzioni, pari a euro 13.936 migliaia, in seguito all'assolvimento da parte di e-distribuzione di tutte le attività connesse agli impegni approvati con la delibera 185/2019/S/eel;
- dal rilascio, pari a euro 42.808 migliaia, di un fondo accantonato per gestire reclami da autoproduttori, essendo decorsi i termini per eventuali contestazioni;
- dall'effetto positivo della variazione, pari a euro 5.089 migliaia, intervenuta in un fondo stanziato per oneri associati ad eventi atmosferici straordinari.

Le imposte tasse e tributi accolgono sostanzialmente nel 2019 la tassa per occupazione spazi ed aree pubbliche dovuta ai Comuni e alle Province, pari a euro 20.379 migliaia (euro 20.367 migliaia nel 2018), l'imposta municipale unica, pari a euro 17.698 migliaia (euro 17.332 migliaia nel 2018), la tassa sui rifiuti solidi urbani, pari a euro 565 migliaia (euro 653 migliaia nel 2018), il tributo per i servizi indivisibili (introdotto con la legge n. 147 del 27 dicembre 2013), pari a euro 1.067 migliaia (euro 1.041 migliaia nel 2018), e l'imposta di registro, pari a euro 510 migliaia (euro 244 migliaia al 31 dicembre 2018).

I Titoli Efficienza Energetica si riferiscono, per euro 415.832 migliaia, al costo dei titoli acquistati per coprire l'obbligo di efficienza energetica del 2019 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2018 e del 2017.

Nel 2018 si riferivano, per euro 606.632 migliaia, al costo dei titoli acquistati per l'obbligo di efficienza energetica del 2018 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per l'obbligo del 2017 e del 2016.

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 190.800 migliaia, deriva dal minor prezzo di acquisto e dai minori volumi di TEE acquistati.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo riconosciuto ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 3.050 migliaia (euro 3.290 migliaia al 31 dicembre 2018) e alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 3.310 migliaia (euro 3.180 migliaia al 31 dicembre 2018). Inoltre la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 2.535 migliaia (euro 2.603 migliaia al 31 dicembre 2018).

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, che al 31 dicembre 2019 hanno comportato l'iscrizione di costi pari a euro 8.143 migliaia (euro 7.733 migliaia nel 2018) per interruzioni senza preavviso dei clienti finali in MT (Titolo 5), un sistema di indennizzi per interruzioni prolungate ed estese, pari a euro 13.034 migliaia (euro 24.357 migliaia nel 2018) 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 12.557 migliaia (euro 8.146 migliaia nel 2018), 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 136.329 migliaia (euro 89.786 migliaia nel 2018) 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).

12. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 899.820 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro	2019	2018	2019-2018	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(322.570)	(314.293)	(8.277)	3%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(567.990)	(549.821)	(18.169)	3%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(9.260)	(13.855)	4.595	(33%)
Totale	(899.820)	(877.969)	(21.851)	2%

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

13. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2019, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 27.445 migliaia

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

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi finanziari da derivati:				
- proventi da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- proventi da derivati di cash flow hedge	-	-	-	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	-	3	3	100%
Totale proventi finanziari da derivati	-	3	(3)	(100%)
Oneri finanziari da derivati:				
- oneri da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- oneri da derivati di cash flow hedge	(27.445)	(29.083)	1.638	(6%)
- oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico	-	(1)	1	(100%)
Totale oneri finanziari da derivati	(27.445)	(29.084)	1.639	(6%)
Totale oneri e proventi finanziari da derivati	(27.445)	(29.081)	1.636	(6%)

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 “Derivati e hedge accounting”.

15. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro 363.320 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 41.038 migliaia a proventi finanziari (euro 54.307 migliaia nel 2018) e per euro 406.578 migliaia a oneri finanziari (euro 407.363 migliaia nel 2018). Il dettaglio degli oneri e dei proventi finanziari è riportato di seguito:

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018	
Proventi finanziari				
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	75	89	(14)	(16%)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	8	19	(11)	(58%)
Differenze positive di cambio	12	2	10	>100%
Altri proventi finanziari	40.943	54.197	(13.254)	(24%)
Totale proventi finanziari	41.038	54.307	(13.269)	(24%)
Oneri finanziari				
Interessi passivi su finanziamenti bancari	(22.622)	(23.898)	1.276	(5%)
Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi	(468)	-	(468)	100%
Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo	(2.931)	-	(2.931)	100%
Interessi passivi su altri finanziamenti	(339.146)	(339.146)	-	-
Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma	(18.846)	(20.733)	1.887	(9%)
Commissioni passive sul factoring	(7.650)	(1.108)	(6.542)	>100%
Differenze negative di cambio	(1)	(2)	1	(50%)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	(10.122)	(7.858)	(2.264)	29%
Altri oneri finanziari	(4.792)	(14.618)	9.826	(67%)
Totale oneri finanziari	(406.578)	(407.363)	785	-
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	2.220	(1.760)	3.980	<100%
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(363.320)	(354.816)	(8.504)	2%

Gli altri proventi finanziari si riferiscono essenzialmente:

- per euro 9.903 migliaia (euro 12.533 migliaia nel 2018) alla remunerazione del credito inerente il Fondo Previdenza Elettrici riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. dalla Delibera ARERA n. 157/12;
- per euro 22.901 migliaia (euro 19.324 migliaia al 31 dicembre 2018) 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 4.479 migliaia (euro 18.181 migliaia nel 2018) agli interessi attivi di mora.

Gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 22.622 migliaia (euro 23.898 migliaia nel 2018) 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 339.146 migliaia nel 2018) si riferiscono agli interessi maturati sui finanziamenti erogati nel 2012 da Enel Finance International N.V.

Gli altri oneri finanziari si riferiscono principalmente alle commissioni su fidejussioni pari a euro 1.890 migliaia (euro 2.618 migliaia nel 2018) e alle perdite su crediti per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica pari a euro 1.233 migliaia (euro 804 migliaia nel 2018).

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.

La voce "Impairment e ripristini di valore di crediti finanziari" riflette principalmente i rilasci effettuati, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, dei crediti finanziari (pari a euro 376 migliaia), delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 1.547 migliaia) e degli altri crediti finanziari (pari a euro 194 migliaia).

Per maggiori dettagli sull'impairment si rimanda alla nota n. 46 "Strumenti finanziari".

16. Imposte – Euro 652.574 migliaia

Le imposte correnti sono costituite per euro 461.551 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 111.376 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,79%). Tali valori comprendono anche l'effetto negativo delle sopravvenienze IRES e IRAP rilevate nell'esercizio corrente, scaturenti dalla differenza tra la stima imposte correnti al 31 dicembre 2018 e quelle risultanti dalla dichiarazione presentata nel 2019 (pari complessivamente a euro 17.478 migliaia).

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, negativa per euro 79.837 migliaia e le imposte relative alla *branch* in Romania, positive per euro 190 migliaia (tali valori comprendono anche l'effetto positivo complessivo delle rispettive sopravvenienze registrate nell'esercizio, pari a euro 2.063 migliaia).

L'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 652.574 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 2.238.640 migliaia, è pari al 29,1%.

Nel 2018 le imposte sul reddito sono state pari a euro 612.796 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 2.120.233 migliaia, con un'incidenza del 28,9%.

Migliaia di euro

	2019	2018	2019-2018	
Imposte Correnti	572.737	569.149	3.588	1%
IRES	461.551	459.195	2.356	1%
IRAP	111.376	109.798	1.578	1%
Imposte estere	(190)	156	(346)	100%
Imposte differite	(867)	(545)	(322)	59%
Imposte anticipate	80.704	44.192	36.512	83%
Totale Imposte	652.574	612.796	39.778	6%

L'incremento del tax rate deriva essenzialmente dall'applicazione del regime di tassazione cd. "PEX" al corrispettivo, pari a euro 50.123 migliaia, relativo all'accordo sottoscritto nel 2019 tra e-distribuzione e AXA Infrastructure Investissement s.a.s. e Finfra S.A. per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (lo scorso anno, il corrispettivo relativo all'accordo tra e-distribuzione e F2i/2i Rete Gas per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas era pari ad euro 128.000 migliaia).

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 5.650 migliaia (euro 3.512 migliaia al 31 dicembre 2018) e si riferisce principalmente all'adeguamento dell'effetto fiscale sui fair value dei derivati CFH di copertura sul rischio tasso di interesse e sul rischio cambio, alle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19) e all'adeguamento dell'effetto fiscale sulla riserva di patrimonio netto stanziata in seguito all'applicazione del principio contabile IFRS 15.

Per il commento delle imposte differite attive e passive si rinvia alla nota di commento n. 20.

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

	2019	2018
Risultato ante imposte	2.238.640	2.120.233
Aliquota fiscale applicabile	24,0%	24,0%
Imposte teoriche IRES	537.274	508.856
Minori imposte:		
plusvalenze da partecipazioni esenti	(11.514)	(29.184)
dividendi da partecipazioni	-	-
utilizzo fondi	(79.739)	(52.828)
ammortamenti (e.s.reversal)	(33.801)	(16.209)
deduzione IRAP da IRES	-	-
deduzione oneri a Patrimonio Netto	(68.149)	(68.149)
Maggiori imposte:		
svalutazioni d'esercizio	63	93
accantonamento ai fondi	78.833	75.908
Ammortamenti	33.516	30.773
telefonia e autoveicoli	4.954	5.416
Recupero IRES per deduzione analitica dell'Irap relativa alle spese per il personale dipendente dedotta in anni precedenti	-	43
Altro	14.420	16.994
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	475.857	471.712
IRAP	114.548	111.129
Totale fiscalità differita	77.393	39.872
Differenze su stime imposte anni precedenti	(15.415)	(10.367)
Imposte estere	191	450
Imposte sul reddito	652.574	612.796

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

17. Immobili, impianti e macchinari – Euro 16.832.126 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2018 e 2019) 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	Attività materiali in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilitazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2018									
Costo originario	107.318	1.509.895	42.950.784	148.796	203.668	-	170.755	711.214	45.802.430
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	122.329	1.653.124	45.776.808	148.829	203.381	-	170.755	711.214	48.786.440
Fondo ammortamento	-	(975.650)	(32.142.267)	(97.475)	(174.139)	-	(121.597)	-	(33.511.128)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.102	689.020	334	2.993	-	-	-	715.449
Consistenza al 31.12.2018	122.329	700.576	14.323.561	51.688	32.235	-	49.158	711.214	15.990.761
Applicazione iniziale IFRS 16 al 01.01.2019									
Investimenti ordinari	1.421	18.887	1.185.609	8.191	9.852	6.716	1.315	402.863	1.634.854
Investimenti straordinari:	97	524	1.015	-	-	-	-	-	1.636
Valore lordo	97	524	1.015	-	-	-	-	-	1.636
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disinvestimenti ordinari:	(90)	(1.578)	(23.789)	(610)	(43)	(4.901)	(145)	(152)	(31.308)
Valore lordo	(90)	(5.794)	(810.858)	(3.151)	(2.661)	(20.787)	(1.105)	(152)	(844.598)
Fondo ammortamento	-	4.214	787.009	2.541	2.618	15.886	960	-	813.228
Rivalutazione Legge n.350/03	-	2	60	-	-	-	-	-	62
Disinvestimenti straordinari:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche altre:	(58)	(182)	411	(686)	687	-	(172)	-	-
Valore lordo	(58)	(48)	478	(711)	711	-	(372)	-	-
Fondo ammortamento	-	(134)	(67)	25	(24)	-	200	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(31.234)	(886.278)	(8.544)	(12.212)	(43.469)	(8.765)	-	(990.502)
Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti:	58	-	298	16	(2)	1	-	-	371
Valore lordo	58	-	394	19	5	1	-	-	477
Fondo ammortamento	-	-	(96)	(3)	(7)	-	-	-	(106)
Totale variazioni	2.761	8.256	677.829	(1.633)	(1.718)	184.661	(820)	(27.971)	841.365
Situazione al 31.12.2019									
Costo originario	110.079	1.545.303	43.727.985	153.144	211.575	212.244	177.540	683.243	46.821.113
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	125.090	1.688.532	46.554.009	153.177	211.288	212.244	177.540	683.243	49.805.123
Fondo ammortamento	-	(1.002.804)	(32.241.699)	(103.456)	(183.764)	(27.583)	(129.202)	-	(33.688.508)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.104	689.080	334	2.993	-	-	-	715.511
Consistenza al 31.12.2019	125.090	708.832	15.001.390	50.055	30.517	184.661	48.338	683.243	16.832.126

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività materiali in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2018									
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 lordo di bilancio	118.562	1.615.248	44.559.558	141.957	192.581	-	180.331	645.630	47.453.867
Fondo ammortamento	-	(946.257)	(31.480.461)	(93.665)	(167.768)	-	(134.450)	-	(32.822.601)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.114	689.312	334	2.993	-	-	-	715.753
Consistenza al 31.12.2017	118.562	692.105	13.768.409	48.626	27.806	-	45.881	645.630	15.347.019
Investimenti ordinari									
Investimenti straordinari:	-	51	530	-	-	-	-	-	581
<i>Valore lordo</i>	-	51	530	-	-	-	-	-	581
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disinvestimenti ordinari:	(52)	(838)	(6.897)	(934)	3	-	(1.379)	(310)	(10.407)
<i>Valore lordo</i>	(52)	(1.810)	(200.475)	(5.389)	(4.786)	-	(23.659)	(310)	(236.481)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	985	193.869	4.455	4.789	-	22.280	-	226.378
Rivalutazione Legge n.350/03	-	(13)	(291)	-	-	-	-	-	(304)
Disinvestimenti straordinari:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Valore lordo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche altre:	237	(334)	160	(1.122)	1.094	-	(35)	-	-
<i>Valore lordo</i>	237	(337)	199	(1.189)	1.189	-	(99)	-	-
<i>Fondo ammortamento</i>	-	2	(38)	67	(95)	-	64	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	1	(1)	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	2.483	25.214	321.203	-	-	-	13.060	(361.960)	-
Impairment rilevato a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	(389)	(389)
<i>Valore lordo</i>	-	-	-	-	-	-	-	(389)	(389)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Valore lordo</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(30.374)	(855.695)	(8.233)	(11.065)	-	(9.491)	-	(914.858)
Riclassifiche a/dà attività come possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti:	41	28	954	59	-	-	-	1	1.083
<i>Valore lordo</i>	64	369	47.064	159	-	-	-	1	47.657
<i>Rivalutazioni</i>	(23)	(335)	(46.168)	(1)	-	-	-	-	-
<i>Fondo ammortamento</i>	-	(6)	58	(99)	-	-	-	-	(47)
Totale variazioni	3.767	8.471	555.152	3.062	4.429	-	3.277	65.584	643.742
Situazione al 31.12.2019									
Costo originario	107.318	1.509.895	42.950.784	148.796	203.668	-	170.755	711.214	45.802.430
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	122.329	1.653.124	45.776.808	148.829	203.381	-	170.755	711.214	48.786.440
Fondo ammortamento	-	(975.650)	(32.142.267)	(97.475)	(174.139)	-	(121.597)	-	(33.511.128)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	23.102	689.020	334	2.993	-	-	-	715.449
Consistenza al 31.12.2019	122.329	700.576	14.323.561	51.688	32.235	-	49.158	711.214	15.990.761

Il valore al 31 dicembre 2019 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.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti di seguito dettagliati:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Terreni e fabbricati	1.045	2.797	(1.752)
Reti di distribuzione:	1.501.915	1.459.253	42.662
Impianti di Alta Tensione	88.920	81.023	7.897
Impianti di Media Tensione	554.512	582.018	(27.506)
Impianti di Bassa Tensione	858.483	796.212	62.271
Altri impianti e macchinari	73.858	68.586	5.272
Altri beni e attrezzature	19.047	29.721	(10.674)
Migliorie su beni di terzi	9.271	10.180	(909)
Attività materiali in leasing	6.716	-	6.716
Acconti	23.002	(2.805)	25.807
Totale investimenti ordinari	1.634.854	1.567.732	67.122
Investimenti straordinari	1.636	581	1.055
Totale	1.636.490	1.568.313	68.177

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. Al 31 dicembre 2018 tra gli investimenti delle reti di distribuzione sono presenti euro 4.444 migliaia riferiti ad esiti di coperture da rischio cambio effettuate sugli acquisti di contatori e concentratori di seconda generazione in dollari installati nell'esercizio e che, come previsto dall'IFRS 9, sono stati stornati dal patrimonio netto dalla riserva di cash flow ed inclusi nel valore iniziale dell'attività coperta (cd. "basis adjustment").

L'aumento degli investimenti è altresì da attribuire all'incremento degli interventi di adeguamento tecnologico (prevalentemente inerenti i nuovi progetti finanziati PON) nonché agli interventi di ricostruzione impianti in conseguenza degli eventi meteorologici di natura eccezionale del 2019.

L'incremento degli Acconti è invece da attribuire essenzialmente agli anticipi versati a favore di Open Fiber per attività inerenti il progetto DSO 4.0.

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 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Terreni	5.534	5.565	(31)
Fabbricati	47.801	50.885	(3.084)
Impianti e macchinari	588.479	637.288	(48.809)
Attrezzature industriali e commerciali	-	-	-
Altri beni	668	395	273
Migliorie su immobili di terzi	13.669	12.990	679
Attività materiali in leasing	-	-	-
Acconti	27.092	4.091	23.001
Totale immobilizzazioni in corso e acconti	683.243	711.214	(27.971)

Al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 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 2019 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro

	al 31.12.2019			al 31.12.2018	2019-2018
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	125.090	-	125.090	122.329	2.761
Fabbricati civili	8.157	5.575	2.582	2.758	(176)
Fabbricati strumentali	1.680.375	974.125	706.250	697.818	8.432
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	21.641	2.284	19.357	18.051	1.306
Cabine primarie	4.089.963	2.853.542	1.236.421	1.231.091	5.330
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	5.710.446	3.075.252	2.635.194	2.575.641	59.553
Linee di media tensione	13.599.948	9.614.661	3.985.287	3.805.939	179.348
Linee di bassa tensione	13.944.600	10.088.490	3.856.110	3.747.349	108.761
Prese	4.149.044	2.809.934	1.339.110	1.309.234	29.876
Contatori	3.697.596	2.043.096	1.654.500	1.397.931	256.569
Altri impianti	1.340.771	1.065.360	275.411	238.325	37.086
Totale reti di distribuzione	46.554.009	31.552.619	15.001.390	14.323.561	677.829
Attrezzature	153.177	103.122	50.055	51.688	(1.633)
Altri beni	211.288	180.771	30.517	32.235	(1.718)
Attività materiali in leasing	212.244	27.583	184.661	-	184.661
Migliori su beni di terzi	177.540	129.202	48.338	49.158	(820)
Immobilizzazioni in corso e acconti	683.243	-	683.243	711.214	(27.971)
Totale	49.805.123	32.972.997	16.832.126	15.990.761	841.365

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".

18. Leasing operativo

Società operante come locatario – Euro 184.661 migliaia

La Società in veste di locatario, ha stipulato contratti di *leasing* operativo, con Enel Italia S.r.l. e società terze, aventi ad oggetto fabbricati, autoveicoli e attrezzature strumentali all'attività di impresa.

Il valore contabile del diritto d'uso e la relativa movimentazione dell'anno è dettagliato nella tabella seguente:

Migliaia di euro			
	Fabbricati in leasing	Veicoli e altri mezzi di trasporto in leasing	TOTALE
Saldo al 31.12.2018	-	-	-
Saldo al 01.01.2019 (Restatement IFRS 16)	166.553	59.761	226.314
Incrementi	48	6.668	6.716
Ammortamenti	27.220	16.249	43.469
Impairment rilevato a Conto Economico	-	-	-
Altri movimenti	-	1	1
dismissioni	4.901	-	4.901
Saldo al 31.12.2019	134.480	50.181	184.661

Di seguito si riporta il valore della passività per leasing (inclusa, a seconda della data di scadenza, tra i finanziamenti a lungo termine o tra la quota corrente dei finanziamenti a lungo termine) e la relativa movimentazione del periodo:

Migliaia di euro	
	al 31.12.2019
Saldo al 31.12.2018	-
Saldo al 01.01.2019 (Restatement IFRS 16)	226.034
Incrementi	6.717
Rimborsi	(43.931)
Altri movimenti	(3.842)
Totale	184.978
<i>di cui non corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	143.473
<i>di cui corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	41.505

La Società ha scelto di avvalersi delle fattispecie di esclusione consentite dal principio relative ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi dalla data di prima applicazione e ai contratti di modico valore. Per esempio, la Società detiene in leasing alcune attrezzature per ufficio (quali PC, stampanti e fotocopiatrici) considerate di modico valore.

Di seguito sono riportati gli importi rilevati a conto economico nel periodo:

Migliaia di euro	
	al 31.12.2019
Ammortamenti beni in leasing	43.469
Interessi passivi su passività finanziarie per leasing	3.398
Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi)	3.272
Costi per leasing di asset di modico valore (inclusi tra i costi per servizi)	-
Costi per leasing variabili (inclusi tra i costi per servizi)	-
Totale	50.139

Società operante come locatore – Euro 184.661 migliaia

La Società, invece, in veste di locatore, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo relativi essenzialmente all'affitto spazi e di parti di impianto a Open Fiber SpA, Wind e altri operatori di telecomunicazioni per l'appoggio di proprie apparecchiature. Tali canoni sono contabilizzati alla voce "Ricavi" e sono stati pari a euro 6.257 migliaia nel 2019.

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	
	al 31.12.2019
entro un anno	5.019
tra uno e cinque anni	20.077
oltre 5 anni	28.682
Totale	53.778

19. Attività immateriali – Euro 350.747 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2018 e 2019) 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	6.164	677.865	260.879	147.967	1.092.875
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.842)	(536.413)	(260.293)	-	(801.548)
Consistenza al 31 dicembre 2018	1.322	141.452	586	147.967	291.327
Attività acquisite separatamente	1.333	55.285	-	68.272	124.890
Attività sviluppate internamente	-	-	-	-	-
Attività acquisite tramite business combination	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	2.577	98.162	-	(100.739)	-
Dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamento	(674)	(64.210)	(586)	-	(65.470)
Impairment rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico	-	-	-	-	-
Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-	-
Altre Riclassifiche - Costo	-	-	-	-	-
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-
Totale variazioni	3.236	89.237	(586)	(32.467)	59.420
Costo	10.074	831.312	260.879	115.500	1.217.765
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(5.516)	(600.623)	(260.879)	-	(867.018)
Consistenza al 31 dicembre 2019	4.558	230.689	-	115.500	350.747

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	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
Attività acquisite separatamente	3.987	55.035	-	58.454	117.476
- Attività sviluppate internamente	-	-	-	-	-
Attività acquisite tramite business combination	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	14.258	64.686	-	(78.944)	-
Dismissioni	-	-	-	-	-
Ammortamento	(483)	(38.015)	(773)	-	(39.270)
Impairment rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico	-	-	-	-	-
Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-	-
Altre Riclassifiche - Valore di Bilancio	(16.885)	16.885	-	-	-
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	437	(437)	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	491	491
Totale variazioni	1.313	98.155	(773)	(19.999)	78.696
Costo	6.164	677.865	260.879	147.967	1.092.876
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.842)	(536.413)	(260.293)	-	(801.548)
Consistenza al 31 dicembre 2018	1.322	141.452	587	147.967	291.327

I diritti di brevetto industriale sono costituiti dal valore residuo di sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete.

L'incremento dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno è da ricondursi all'aumento degli investimenti informatici inerenti i Sistemi di smart metering 2G e al Progetto Digitaly.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

Si evidenzia di seguito il dettaglio delle Attività immateriali in corso:

Migliaia di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Costi di sviluppo	7.696	3.006
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	107.804	144.961
Software non tutelato	-	-
Totale	115.500	147.967

Il decremento dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno in corso è da ricondursi principalmente al passaggio in esercizio degli investimenti informatici inerenti il Progetto Digitaly e gli 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 31.12.2019		al 31.12.2018	
Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale	
2	0	69,07	- 69,07	-	
3	0	352.055,00	- 352.055,00	-	
3	1 mese	34,00	- 29,00	5	176
3	2 mesi	1,00	- 1,00	-	
3	8 mese			-	1.446
3	9 mesi			-	3.778
3	10 mesi			-	2.593
3	11 mesi	136,00	- 136,00	-	1.797
3	1 anno e 1 mese	22,00	- 14,00	8	16
3	1 anno e 2 mesi	13,00	- 7,00	6	-
3	1 anno e 4 mesi	5.536,00	- 1.999,00	3.537	
3	1 anno e 5 mesi	13,00	- 7,00	6	
3	1 anno e 8 mesi	1.080,00	- 480,00	600	-
3	1 anno e 9 mesi	11.286,00	- 5.016,00	6.270	-
3	1 anno e 10 mesi	2.342,00	- 897,00	1.445	-
3	1 anno e 11 mesi	113.741,00	- 41.197,00	72.544	45
3	2 anni	4.014,00	- 1.271,00	2.743	
3	2 anni e 1 mese	785,00	- 231,00	554	15
3	2 anni e 2 mesi	164,00	- 26,00	138	10
3	2 anni e 4 mesi	413,00	- 63,00	350	5.382
3	2 anni e 5 mesi	8.134,00	- 1.166,00	6.968	10
3	2 anni e 8 mesi	2.291,00	- 255,00	2.036	960
3	2 anni e 9 mesi	1.811,00	- 189,00	1.622	10.032
3	2 anni e 10 mesi	78.961,00	- 4.359,00	74.602	2.226
3	2 anni e 11 mesi	51.041,00	- 1.418,00	49.623	112.960
5	0	188.966,00	- 188.966,00	-	
5	3 anni e 11 mesi	2.575,00	- 581,00	1.994	6
5	4 anni e 10 mesi	5.832,00	- 194,00	5.638	-
Totale		831.315	(600.626)	230.689	141.452

20. Attività per imposte differite – Euro 1.577.345 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 15.798 migliaia

Le “Attività per imposte differite” e le “Passività per imposte differite” sono determinate sulla base delle aliquote fiscali previste alla data di rientro delle differenze temporanee ed ammontano a euro 1.561.547 migliaia (euro 1.635.734 migliaia al 31 dicembre 2018).

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 2019					al 31 dicembre 2019
Attività per imposte sul reddito differite:						
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	173.585	(58.219)	-	(566)	-	114.800
perdite di valore a deducibilità differita	88.648	48.648	-	(1)	-	137.295
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	330.773	13.763	-	(42)	-	344.494
TFR e altri benefici ai dipendenti	48.112	(1.279)	(483)	(110)	16	46.256
imposte e tasse deducibili per cassa	991	(205)	-	-	-	786
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-	85
altre partite a deducibilità differita	2.432	(1.226)	-	(1)	-	1.205
strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18	1.007.382	(81.750)	6.508	284	-	932.424
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.652.008	(80.268)	6.025	(436)	16	1.577.345
Passività per imposte sul reddito differite:						
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.128	(2)	-	-	-	3.126
plusvalenza a tassazione differita	-	-	-	-	-	-
altre partite	5.729	(355)	-	(20)	-	5.354
strumenti finanziari derivati e applicazione principio contabile IFRIC 18	7.417	(467)	391	(23)	-	7.318
Totale passività per imposte sul reddito differite	16.274	(824)	391	(43)	-	15.798

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2019 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,790% 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 su rischio cambio (CFH) nonché all'effetto fiscale sulle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

21. Partecipazioni – Euro 70 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	Costo originario	Valore a bilancio
	al 31.12.2018		al 31.12.2019	
Partecipazioni in:				
- controllate	722	722	459	0
- altre imprese	70	70	70	70
Totale Partecipazioni	792	792	529	70

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.

Nel corso dell'esercizio 2019, il valore della suddetta partecipazione è stato inizialmente ridotto di euro 459 migliaia, in seguito alla riduzione del capitale sociale con restituzione pro-quota ai soci deliberata dall'Assemblea. Successivamente, al 31 dicembre 2019, il valore residuo della partecipazione in Enel Saudi Arabia, pari a euro 263 migliaia, è stato completamente svalutato tenuto conto che la società non è stata ammessa a partecipare alle varie gare SEC per cui era stata costituita.

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 12,96% 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.

22. Derivati – euro 0 migliaia - euro 682 migliaia – euro 140.883 migliaia – euro 882 migliaia

Di seguito si riporta una tabella che riepiloga le attività e le passività per derivati, correnti e non correnti, in essere al 31 dicembre 2019, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Attività finanziarie-derivati	-	54	682	2.507
Passività finanziarie derivati	140.883	97.922	882	68
Totale	140.883	97.976	1.564	2.575

Le attività finanziarie per derivati, sia correnti che non correnti e le passività finanziarie correnti per derivati si riferiscono esclusivamente a coperture da rischio cambio di CFH per l'acquisto di contatori e concentratori 2G in dollari.

Le passività finanziarie non correnti per derivati, si riferiscono:

- per euro 138.779 migliaia a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (euro 97.911 migliaia al 31 dicembre 2018);
- per euro 2.105 migliaia a coperture da rischio cambio di CFH sugli acquisti in dollari di contatori e concentratori 2G (euro 12 migliaia al 31 dicembre 2018).

La variazione in aumento del fair value delle passività non correnti per derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 40.868 migliaia, è imputabile alla variazione delle curve dei tassi di interesse nell'area euro nonché a un interest rate swap stipulato nel corso del 2019.

La variazione in aumento del fair value delle passività non correnti per derivati su tasso di cambio di CFH, pari a euro 2.093 migliaia, è sostanzialmente riconducibile alla presenza, a partire dal mese di novembre 2019, di nuove coperture pari a circa 272 milioni di USD sulle esposizioni relative alle consegne di smart meter per il periodo maggio 2020 – dicembre 2021, a seguito della revisione con i fornitori su componentistiche quotate in USD.

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note di commento n. 46 “Strumenti finanziari” e 48 “Derivati e hedge accounting”.

23. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 348.658 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	46.1.1	111.905	167.856	(55.951)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	46.1.1	215.940	255.147	(39.207)
Prestiti ai dipendenti	46.1.1	21.272	22.265	(993)
Titoli	46.1.1	-	13	(13)
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	46.1.1	(459)	(835)	376
Totale		348.658	444.446	(95.788)

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 99.265 migliaia rispetto al 31 dicembre 2018, deriva essenzialmente dalla riclassifica nei “Crediti finanziari e titoli a breve termine” per euro 55.951 migliaia della quota a breve termine del credito relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) e per euro 41.486 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.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2019 a euro 459 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 46 “Strumenti Finanziari”.

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

24. Altre attività non correnti – Euro 92.464 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti verso la CSEA	10.552	46.642	(36.090)
Altri crediti a lungo termine:	81.912	59.786	22.126
Depositi cauzionali presso terzi	2.611	2.396	215
Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica	3.216	9.019	(5.803)
Altri crediti diversi	76.109	48.466	27.643
Fondo perdite attese - Altri crediti	(24)	(95)	71
Totale	92.464	106.428	(13.964)

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 45.246 migliaia (euro 45.399 migliaia al 31 dicembre 2018), il credito per IRES (rispettivamente euro 4.815 migliaia verso la controllante per il periodo 2004 – 2011 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 40.362 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 848 migliaia (euro 1.186 migliaia al 31 dicembre 2018), l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 779 migliaia verso la controllante per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 69 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.
- Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2019 a euro 24 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 46 "Strumenti Finanziari".

Attività correnti

25. Rimanenze – Euro 450.724 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Materiali, apparecchi e altre giacenze	454.004	358.502	95.502
Fondo obsolescenza magazzino	(3.280)	(3.388)	108
Totale	450.724	355.114	95.610
Acconti	-	-	-
Totale	450.724	355.114	95.610

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento. L'incremento delle Rimanenze, pari a euro 95.502 migliaia, riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2019, di maggiori stock di materiali da destinare ai progetti finanziati PON e POR e/o alle attività per la manutenzione ed il funzionamento della rete di distribuzione (complessivamente per circa euro 56.788 migliaia) nonché all'aumento delle giacenze di contatori e concentratori di seconda generazione, acquistate per far fronte alle installazioni previste dal piano Open Meter (pari a circa euro 38.714 migliaia);

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 3.280 migliaia di accantonamenti, parzialmente compensati da euro 133 migliaia di utilizzi e euro 3.255 migliaia di rilasci a Conto Economico.

26. Crediti commerciali – Euro 3.988.824 migliaia

Si riferiscono essenzialmente ai crediti verso clienti per trasporto di energia elettrica, prestazioni di servizi 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 696.080 migliaia.

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti commerciali verso Terzi	3.134.927	2.915.739	219.188
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	2.284.529	1.871.011	413.518
- Altri crediti commerciali	850.398	1.044.728	(194.330)
Crediti commerciali verso società controllante	4	167	(163)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	4	59	(55)
- Altri crediti commerciali	-	108	(108)
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	1.549.973	1.450.465	99.508
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.537.613	1.425.661	111.952
- Altri crediti commerciali	12.360	24.804	(12.444)
Svalutazione Crediti:	(696.080)	(470.737)	(225.343)
- Svalutazione Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(659.844)	(435.276)	(224.568)
- Svalutazione Crediti per interessi di mora	(21.761)	(21.009)	(752)
- Svalutazione Altri crediti commerciali	(14.475)	(14.376)	(99)
- Svalutazione Crediti Gruppo	-	(76)	76
Totale	3.988.824	3.895.634	93.190

In particolare, i crediti commerciali derivanti da contratti con clienti accolgono prevalentemente crediti per trasporto energia, per servizi di misura e connessioni, per vendita di beni e prestazioni di servizi connessi con il business elettrico nonché per locazioni di beni strumentali.

Gli altri crediti commerciali accolgono essenzialmente crediti da abolizione lag regolatorio, crediti per personale distaccato, per vendite occasionali di beni e per locazioni di beni non strumentali.

L'incremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 93.190 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per euro 219.188 migliaia all'aumento dei crediti verso traders e clienti finali terzi e per euro 99.345 migliaia all'aumento dei crediti verso la Controllante e le altre società del Gruppo (di cui euro 94.335 migliaia verso Enel Energia S.p.A., per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero).

La variazione in aumento sia dei crediti commerciali verso Terzi che verso società del Gruppo deriva essenzialmente dall'incremento generato dall'aumento delle tariffe degli oneri di sistema intervenuta nell'esercizio 2019 (in particolare, sulla componente ARIM che era stata azzerata nel III e IV trimestre 2018);

- per euro 225.343 migliaia alle maggiori svalutazioni dei crediti effettuate a dicembre 2018 in base al nuovo modello di *impairment* adottato in seguito all'applicazione del principio contabile IFRS 9 e basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) calcolate su un periodo generalmente pari a 12 mesi.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

	Svalutazione crediti commerciali	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 31.12.2017	225.732	4.453	230.185
Impairment 01.01.2018	20.905	-	20.905
Totale al 01.01.2018	246.637	4.453	251.090
Accantonamenti	219.316	16.556	235.872
Utilizzi	(27)	-	(27)
Ammontare inutilizzato riversato	(16.198)	-	(16.198)
Altre variazioni	-	-	-
Totale al 31.12.2018	449.728	21.009	470.737
Accantonamenti	227.576	752	228.328
Utilizzi	-	-	-
Ammontare inutilizzato riversato	(2.985)	-	(2.985)
Altre variazioni	-	-	-
Totale al 31.12.2019	674.319	21.761	696.080

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla Nota di Commento n. 46 relativa agli "Strumenti Finanziari".

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Italia	3.961.453	3.859.340	102.113
Spagna	8.034	11.092	(3.058)
Romania	18.673	21.748	(3.075)
Altri	664	3.454	(2.790)
Totale	3.988.824	3.895.635	93.189

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	3.988.824	3.556.926	431.898	-

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	3.895.634	3.460.720	434.914	-

I crediti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti verso società controllante	4	167	(163)
Enel SpA	4	167	(163)
Crediti verso società controllate	-	-	-
Crediti verso altre società del gruppo	1.549.973	1.450.389	99.584
Servizio Elettrico Nazionale SpA	708.459	711.730	(3.271)
Enel Energia SpA	779.142	684.806	94.336
Enel Produzione SpA	(3.464)	3.039	(6.503)
Enel Italia Srl	596	438	158
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	5.848	1.358	4.490
Endesa Distribucion Electrica SL	6.495	9.318	(2.823)
Open Fiber SpA	29.936	10.195	19.741
E-Distributie Muntenia SA	7.646	2.119	5.527
E-Distributie Dobrogea SA	1.582	2.417	(835)
Enel Servicii Comune SA	4.743	7.799	(3.056)
Enel Romania SA	2.772	4.894	(2.122)
Chilectra S.A.	2	4.228	(4.226)
Enel Sole Srl	1.483	439	1.044
E-Distributie Banat SA	1.898	2.985	(1.087)
Altre società del gruppo	2.835	4.624	(1.789)
Totale	1.549.977	1.450.556	99.421

I crediti verso la controllante Enel S.p.A. si riferiscono, al 31 dicembre 2019, alla fornitura di servizi.

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 Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l., si riferiscono essenzialmente alla fornitura di servizi accentrati, supporto tecnico, logistica e assistenza nella fornitura di contatori elettronici e nella fornitura di servizi per la posa della fibra ottica.

I crediti verso Endesa Distribucion Electrica SL si riferiscono alla vendita di contatori elettronici e a servizi correlati. Tali crediti al 31 dicembre 2019 presentano una riduzione di euro 2.823 migliaia in virtù dei minori volumi di vendite e prestazioni registrati nell'esercizio 2019.

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 presentano al 31 dicembre 2019 un incremento pari a euro 19.741 migliaia sostanzialmente riconducibile ai maggiori volumi di richieste di offerta per l'utilizzo dell'infrastruttura elettrica presentate dalla società Open Fiber S.p.A. rispetto all'esercizio precedente.

Per ulteriori informazioni in merito alla natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 50 relativa alle "Operazioni con le parti correlate".

27. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 254.718 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Perequazioni	79.791	63.810	15.981
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	67.828	116.195	(48.367)
Titoli efficienza energetica	37.112	15.056	22.056
Premi resilienza	16.000	-	16.000
Altri crediti verso CSEA	54.344	51.499	2.845
Impariment crediti verso CSEA	(357)	(477)	120
Totale	254.718	246.083	8.635

L'incremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2019 si riferisce all'iscrizione del credito, relativo all'esercizio 2019, per i meccanismi di perequazione relativi agli usi propri (euro 19.026 migliaia), ai costi di trasmissione (euro 18.748 migliaia), agli eventi sismici avvenuti in centro Italia (euro 22.950 migliaia), alla maggior remunerazione per gli investimenti incentivati entrati in esercizio negli anni 2008-2015 (euro 7.524 migliaia) e dal meccanismo perequativo a compensazione dei mancati ricavi conseguenti alle agevolazioni sulle variazioni di potenza richieste dai clienti domestici, introdotto dalla delibera 568/2019 (euro 11.543 migliaia).

Tale effetto è stato parzialmente compensato 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, dal TIV e dal TIME, per complessivi euro 85.730 migliaia (di cui euro 21.920 migliaia relativi a sopravvenienze);

Il credito relativo ai premi e ad altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQE), pari a euro 67.828 migliaia, si riferisce, per euro 31.200 migliaia, all'iscrizione della stima del premio sulla continuità del servizio dell'anno 2019 (euro 44.400 migliaia al 31 dicembre 2018 per la continuità del servizio 2018) e la stima del premio dell'anno 2019 spettante per la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso, pari ad euro 700 migliaia (euro 1.100 migliaia al 31 dicembre 2018).

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 35.928 migliaia (euro 70.695 migliaia al 31 dicembre 2018).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 37.112 migliaia (euro 15.056 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo, pari a euro 201.112 migliaia, parzialmente compensato dall'effetto della cessione pro soluto, in essere a dicembre 2019, pari a euro 164.000 migliaia.

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 16.000 migliaia, si riferiscono alla quota di premi relativa all'esercizio 2019, prevista dal meccanismo istituito dalla delibera 668/2018 ed avente ad oggetto l'incentivazione economica degli interventi di incremento della resilienza delle reti di distribuzione dell'energia elettrica.

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 CTS, CMOR e AS.

L'incremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a euro 2.845 migliaia, è dato dall'iscrizione del credito per corrispettivo CTS (euro 8.769 migliaia) e per il reintegro, previsto dalla delibera 459/2019, degli interessi di mora inerenti i mancati incassi per oneri di sistema, già ristorati da CSEA nell'ambito del meccanismo di reintegro previsto dalla delibera 50/2018 e già dichiarati nelle istanze del 2018 e 2019 (euro 8.503 migliaia). Tale incremento

risulta parzialmente mitigato dalla riduzione del credito per agevolazioni bonus sociale (pari a euro 15.837 migliaia) rispetto all'esercizio precedente.

28. Crediti per imposte sul reddito – Euro 166 migliaia

I crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti IRAP	-	3.446	(3.446)
Crediti IRES	-	28.495	(28.495)
Crediti addizionale IRES	94	19.464	(19.370)
Altri crediti tributari	72	65	7
Totale	166	51.470	(51.304)

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.

Il decremento dei Crediti per imposte sul reddito, pari a euro 51.304 migliaia, deriva:

- dal fatto che il saldo netto tra la stima delle imposte IRES e IRAP dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno risulta a debito mentre, al 31 dicembre 2018, il saldo netto tra la stima dell'IRES dovuta per l'esercizio 2018 e gli acconti versati risultava a credito di euro 3.446 migliaia per l'IRES ed euro 28.495 migliaia per l'IRAP
- dall'incasso del credito relativo all'Addizionale IRES, pari a euro 19.464 migliaia, scaturito dai versamenti in acconto per l'anno 2015 - effettuati nel corso del 2014 dalla Società - rivelatisi non più dovuti per effetto della sentenza della Corte Costituzionale intervenuta successivamente nel 2015 che ha dichiarato, solo pro-futuro, illegittima l'imposta Addizionale.

29. Altri crediti tributari – Euro 2.044 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 2.044 migliaia (euro 78.064 migliaia al 31 dicembre 2018) si riferiscono essenzialmente ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria (euro 1.829 migliaia al 31 dicembre 2018).

La riduzione di euro 76.020 migliaia è sostanzialmente riconducibile al fatto che al 31 dicembre 2018 il saldo della liquidazione IVA di gruppo risulta a debito ed esposto nella voce 44. "Altri debiti tributari" (al 31 dicembre 2018 il saldo della liquidazione IVA di gruppo risultava invece a credito per euro 76.122 migliaia).

30. Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 169.087 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Conto corrente intersocietario	46.1.1	6.993	290.361	(283.368)
Depositi liquidità non disponibili - Gruppo	46.1.1	45.990	76.874	(30.884)
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	46.1.1	6.731	5.330	1.401
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	46.1.1	55.951	55.951	-
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	46.1.1	12.409	14.398	(1.989)
Prestiti ai dipendenti	46.1.1	1.999	2.091	(92)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	46.1.1	39.207	41.486	(2.279)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	46.1.1	(193)	(432)	239
Totale		169.087	486.059	(316.972)

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente 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 e dai depositi non disponibili inerenti le anticipazioni del contributo concesso per ciascun progetto ammesso alle agevolazioni nell'ambito del Programma Operativo Nazionale "Imprese e Competitività" 2014-2020 FESR.

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.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2019 a euro 193 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 46 "Strumenti Finanziari".

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento.

31. Altre attività finanziarie correnti – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2019 non si rilevano altre attività finanziarie correnti.

32. Altre attività correnti - Euro 193.174 migliaia

Il dettaglio delle altre attività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Crediti verso il personale	1.873	3.850	(1.977)
Depositi cauzionali presso terzi < 12	598	608	(10)
Anticipi a fornitori e a terzi	27.408	11.592	15.816
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	1.280	727	553
Crediti verso ex imprese elettriche	1.286	3.044	(1.758)
Note credito da ricevere:	8.749	7.181	1.568
Note credito da ricevere (terzi)	8.571	7.070	1.501
Note credito da ricevere (gruppo)	178	111	67
Crediti diversi:	175.684	191.548	(15.864)
Crediti diversi (terzi)	175.483	158.318	17.165
Crediti diversi (gruppo)	201	33.230	(33.029)
Risconti attivi:	8.790	12.870	(4.080)
Risconti attivi (gruppo)	55	62	(7)
Risconti attivi (terzi)	8.735	12.808	(4.073)
Svalutazione crediti:	(32.494)	(33.638)	1.144
Svalutazione crediti diversi (terzi)	(32.494)	(33.638)	1.144
Totale	193.174	197.782	(4.608)

L'incremento degli anticipi a fornitori e a terzi, pari ad euro 15.816 migliaia, è da ricondurre essenzialmente all'aumento degli anticipi versati presso il GME per la partecipazione al mercato dei titoli di efficienza energetica.

La riduzione dei crediti diversi, pari complessivamente ad euro 15.864 migliaia, è la conseguenza della diminuzione dei crediti diversi verso società del Gruppo, pari ad euro 33.029 migliaia, parzialmente compensata dall'incremento dei crediti diversi verso terzi, pari ad euro 17.165 migliaia.

In particolare, il decremento dei crediti diversi verso società del Gruppo, pari ad euro 33.029 migliaia, deriva essenzialmente dall'avvenuto perfezionamento, nel primo trimestre 2019, dell'acquisto di TEE dalla società Enel.Si, cui era stato corrisposto un anticipo di euro 33.164 migliaia al 31 dicembre 2018.

L'aumento dei crediti diversi verso terzi, pari ad euro 17.165 migliaia, deriva sostanzialmente:

- dalla variazione in aumento intervenuta nei crediti verso imprese assicuratrici rilevati al 31 dicembre 2019 (pari a circa euro 7.205 migliaia);
- dalla rilevazione del credito esigibile entro i 12 mesi, connesso all'iscrizione del corrispettivo relativo all'accordo tra e-distribuzione, AXA Infrastructure Investissement s.a.s. e Fininfra S.A. per la liquidazione anticipata e forfetaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (pari a circa euro 12.625 migliaia).

I crediti diversi verso terzi accolgono, inoltre, il credito verso la società Cattolica di Assicurazione per le spese sostenute a fronte del Black out del 2003, nonché i crediti verso Terna e altri gestori per indennizzi ai clienti MT/BT ai sensi della Deliberazione n. 646/2015 dell'ARERA.

Il decremento dei risconti attivi, per euro 4.080 migliaia, si riferisce sostanzialmente alla riduzione della quota corrente dei risconti attivi per progetti di efficienza energetica acquistati.

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 72.349 migliaia

Il dettaglio è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Depositi bancari	70.347	68.263	2.084
Depositi postali	1.880	1.489	391
Cassa	227	292	(65)
Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(105)	(1.653)	1.548
Totale	72.349	68.391	3.958

I depositi bancari si riferiscono per euro 70.054 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti (euro 67.991 migliaia al 31 dicembre 2018) e per euro 293 migliaia alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2019, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 272 migliaia al 31 dicembre 2018).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2019 a euro 105 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 su tutti i crediti finanziari della Società, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che gli stessi non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Passivo

Patrimonio netto

34. Patrimonio netto – Euro 4.702.293 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 3.222.729 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 2019 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.

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 disponibile – Euro 2.275.000 migliaia

La riserva è stata costituita per ripristinare ad un valore adeguato il patrimonio di e-distribuzione S.p.A. drasticamente ridotto dagli impatti contabili conseguenti l'applicazione retrospettica di due nuovi principi contabili internazionali (IFRS 15 – IFRS 9), entrati in vigore dal 1 gennaio 2018. L'integrazione è avvenuta mediante determina dell'Amministratore delegato, datata al 8 marzo 2018, con la quale il socio unico Enel S.p.A. ha rinunciato a Euro 2.275.000.000,00 del credito finanziario vantato sul c/c intercompany intrattenuto con la stessa e-distribuzione 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).

Altre riserve – Euro 455 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 455 migliaia, 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 da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge – Euro (101.520) migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge, pari a euro (101.520) migliaia (euro (70.461) migliaia al 31 dicembre 2018) comprende utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto derivanti dalla valutazione (quota efficace) dei derivati di cash flow hedge, al netto dell'effetto fiscale pari a 9.808 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".

I rilasci di utili (perdite) relativi a derivati su cambi sono rilevati a rettifica del costo iniziale dei contatori e concentratori 2G oggetto di copertura nella voce "Immobili, impianti e macchinari".

Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti – Euro (198.496) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (198.496) migliaia (euro (199.770) migliaia al 31 dicembre 2018) accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali delle passività per benefici definiti, al netto dell'effetto fiscale, pari a euro (467) 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 31.12.2017			al 31.12.2018		
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(80.088)	(4.218)	1.013	16.883	(4.052)	(70.462)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(201.317)	2.020	(472)	-	-	(199.769)
Totale	(281.405)	(2.198)	541	16.883	(4.052)	(270.231)
	Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio		Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
	al 31.12.2018			al 31.12.2019		
	(70.462)	(68.311)		16.395	27.445	(6.587)
	(199.769)	1.740		(467)	-	-
	(270.231)	(66.571)		15.928	27.445	(6.587)
						(300.016)

Utili/(perdite) accumulate – Euro (3.226.503) migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (3.223.028) migliaia al 31 dicembre 2018) si riferiscono:

- per euro (2.628.656) migliaia alla riserva stanziata al 1° gennaio 2018, in sede di prima applicazione del principio contabile IFRS 15 ai “Contributi di Connessione alla rete e altri diritti accessori”. In tale occasione, la Società ha optato per l’adozione dell’IFRS 15 con l’utilizzo del metodo retrospettico modificato a tutti i contratti in essere alla data di prima applicazione, rilevando l’effetto cumulato dell’applicazione iniziale del nuovo principio, al netto dell’effetto fiscale, come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto;
- per euro (16.867) migliaia alla riserva stanziata al 1° gennaio 2018 per accogliere gli effetti cumulativi dell’applicazione iniziale del principio contabile IFRS 9 “Strumenti finanziari. In tale occasione, la Società ha optato per l’adozione del nuovo principio con l’utilizzo del metodo retrospettico, rilevando l’effetto cumulato, al netto dell’effetto fiscale, associato all’ “impairment” basato sulle “Expected Credit Loss” (ECL) sugli strumenti finanziari in essere alla data di prima applicazione, come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto;
- 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 473.162 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2018 e esercizi precedenti;
- per euro 13.033 migliaia dall’iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia.

Utile/(perdita) dell’esercizio – Euro 1.586.066 migliaia

La Società al 31 dicembre 2019 presenta un utile dell’esercizio pari a euro 1.586.066 migliaia (euro 1.507.437 migliaia nell’esercizio 2018).

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
Riserve di capitale	3.522.290		3.522.290	-
Riserva disponibile	2.275.000	B	2.275.000	-
Riserve di capitale	1.247.290	A,B,C	1.247.290	-
Riserve di utili	220.440		520.455	(300.015)
Riserva legale	520.000	B	520.000	-
Riserva da valutazione di strumenti finanziari	(101.520)		-	(101.520)
Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	(198.495)		-	(198.495)
Riserva Stock option RSU	455	A,B,C	455	-
Utili e perdite accumulate	(3.226.503)		-	(3.226.503)
Riserva da applicazione IFRS 15 e IFRS 9	(2.645.523)		-	(2.645.523)
Altro	(580.980)		-	(580.980)
Totale	516.227		4.042.745	(3.526.518)

A: aumenti di capitale

B: per copertura di perdite

C: per distribuzione ai soci

34.1 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 2019.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2019 e 2018 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Posizione finanziaria non corrente	8.136.826	7.937.613	199.213
Posizione finanziaria corrente netta	14.235	(338.159)	352.394
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(348.658)	(444.446)	95.788
Indebitamento finanziario netto	7.802.403	9.746.598	(1.944.195)
Patrimonio netto	4.702.293	4.656.922	45.371
Indice debt/equity	1,66	1,54	0,12

35. Finanziamenti – Euro 8.136.826 migliaia, euro 236.824 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti distinto tra la quota corrente e non:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	8.136.826	7.937.613	236.824	195.287
Finanziamenti a breve termine	-	-	-	271

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 46 “Strumenti finanziari”.

36. TFR e altri benefici relativi al personale – Euro 337.800 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 2019 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Trattamento di fine rapporto	165.070	182.082	(17.012)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	32.209	29.327	2.882
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	805	976	(171)
Premio fedeltà	24.554	24.562	(8)
Indennità sostitutive sconto energia	-	4	(4)
Assistenza sanitaria ASEM	38.830	43.937	(5.107)
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	74.826	79.806	(4.980)
Piano accompagnamento graduale alla pensione	-	-	-
Accordo sconto attivi	581	540	41
Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile	1	3	(2)
Piani di incentivazione al personale	924	960	(36)
Totale	337.800	362.197	(24.397)

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:

	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	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1 gennaio	182.082	29.327	976	24.562	-	4	43.937	79.806	540	3	960	362.197
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente		971	39	1.208		-	652		18	-	515	3.403
Interessi passivi	2.662	434	14	357		-	640	1.121	8			5.236
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	8	(29)	-	1		-	(54)	(224)	0			(298)
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	2.225	2.540	(6)	(181)		-	(215)	2.499	31			6.893
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(2.297)	(319)	(15)	(269)		-		1.778				(1.122)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate		(497)	(91)			(4)						(592)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione						-	(3.595)		(14)			(3.609)
Contributi del datore di lavoro						-						-
Contributi dei partecipanti al piano						-						-
Pagamenti per estinzioni	(18.880)	(126)	-	(982)		-	(2.568)	(10.154)		(2)	(538)	(33.250)
Altre Variazioni	(730)	(92)	(112)	(142)		-	33		(2)	-	(13)	(1.058)
Passività attuariale al 31 dicembre	165.070	32.209	805	24.554	-	-	38.830	74.826	581	1	924	337.800

Migliaia di euro

2018

	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	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	207.509	28.943	952	24.086	-	10	45.652	87.970	539	3	1.395	397.059
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	970	39	1.224	-	-	744	-	19	10	1.754	4.760
Interessi passivi	3.039	429	13	354	-	-	665	1.239	8	-	-	5.747
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(386)	(792)	20	-	-	-	(837)	-	(25)	-	-	(2.020)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	(37)	-	-	-	1.239	-	-	-	1.202
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(27.824)	(191)	-	(976)	-	(5)	(2.215)	(10.642)	-	(10)	(2.142)	(44.005)
Altre Variazioni	(256)	(32)	(48)	(89)	-	(1)	(72)	-	(1)	-	(47)	(546)
Passività attuariale al 31 dicembre	182.082	29.327	976	24.562	-	4	43.937	79.806	540	3	960	362.197

Migliaia di euro	2019	2018
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	3.403	4.760
Interessi passivi netti	5.236	5.747
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	(3.609)	1.202
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	-	-
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	-	-
Altre variazioni	-	-
Totale	5.030	11.709

Migliaia di euro	2019	2018
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	(1.740)	(2.020)
Altre variazioni	-	-
Totale	(1.740)	(2.020)

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2019 è pari a euro 3.403 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 4.760 migliaia al 31 dicembre 2018), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a euro 5.236 migliaia (euro migliaia 5.747 al 31 dicembre 2018).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 2018:

	2019	2018
Tasso di attualizzazione	1,50%	1,50%
Tasso di inflazione	1,50%	1,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,50%	2,50%

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 2019					al 31 dicembre 2018				
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	(9.901)	(2.267)	(1.047)	(2.155)	(10.242)	(2.553)	(1.061)	(2.322)	(2.667)
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	9.226	2.058	969	2.044	9.739	2.322	983	2.202	2.525
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	(5.880)	(2.412)	-	-	(6.666)	(1.330)	(1.172)	-	574
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(37)	89	-	-	(21)	-	(1.172)	-	-
Un incremento del 0,5% delle pensioni	-	(215)	-	(1.973)	-	-	-	(2.144)	2.923
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	-	(5.041)	-	-	212.386	38.384	24.562	80.350	-
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	(161)	24.555	(461)	-	39.226	-	79.806	-

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.

37. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 398.777 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 delle vertenze che si stima abbiano un esito positivo e quelle per le quali un eventuale onere non sia ragionevolmente quantificabile.

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2019		al 31 dicembre 2018	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	39.566	5.180	46.137	7.151
- Altri	46.856	49.822	127.164	31.877
Totale	86.422	55.002	173.301	39.028
Fondo oneri per incentivi all'esodo	145.705	111.648	281.287	106.860
Totale	232.127	166.650	454.588	145.888

La movimentazione dei fondi rischi e oneri è di seguito riportata:

Migliaia di euro	Accantonamenti	Utilizzi e altri movimenti	Rilasci a Conto economico		
al 31.12.2018			al 31.12.2019		
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- Vertenze e contenzioso	53.288	5.875	(8.820)	(5.597)	44.746
- Altri	159.041	59.101	(46.875)	(74.589)	96.678
Totale	212.329	64.976	(55.695)	(80.186)	141.424
Fondo oneri per incentivi all'esodo	388.147	1.168	(124.040)	(7.922)	257.353
Totale fondi rischi e oneri	600.476	66.144	(179.735)	(88.108)	398.777

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 141.424 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 44.746 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 96.678 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento relativo al Fondo vertenze e contenzioso (euro 5.875 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 1.900 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 165 migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", rilasci al fondo rischi e oneri" e per euro 3.712 migliaia nella voce "Altri costi operativi - Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri" per la parte non direttamente attribuibile per natura e per euro 98 migliaia nella voce "Altri oneri finanziari – Accantonamenti.

Gli utilizzi dell'esercizio, pari a euro 8.820 migliaia, e i rilasci a conto economico, pari a euro 5.597 migliaia, si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2019, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali. I rilasci sono contabilizzati, per euro 2.087 migliaia nella voce "Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 3.505 migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri" e per euro 5 migliaia nella voce di Conto Economico "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 2019 (euro 96.678 migliaia), si riferisce a rischi di varia natura, quali essenzialmente la stima degli oneri a fronte di eventuali danni a terzi, al di sotto delle franchigie previste dalle coperture assicurative in essere, la stima oneri associati ai reclami presentati ai sensi della Delibera ARERA n. 188/2012, la stima degli oneri associati ad eventi eccezionali, la stima degli oneri correlati ai guasti agli impianti, la stima degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale e la stima degli oneri residui da sostenere in seguito agli impegni assunti nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT.

L'accantonamento dell'esercizio (euro 59.101 migliaia) riguarda principalmente:

- la stima degli oneri al di sotto delle franchigie assicurative e guasti agli impianti, presente nella voce di Conto economico “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri”
- la stima degli oneri connessi ad eventi straordinari, presente nella voce di Conto economico “Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri”.

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 46.875 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo franchigie assicurative (euro 18.427 migliaia) e al Fondo Eventi Eccezionali (euro 28.011 migliaia).

I rilasci (euro 74.589 migliaia) sono in linea di massima riconducibili al rilascio, pari a euro 42.808 migliaia, di un fondo accantonato per gestire reclami da autoproduttori, presentati ai sensi della Delibera ARERA n. 188/2012, essendo decorsi i termini per eventuali contestazioni, al rilascio di un fondo sanzioni, pari ad euro 13.936 migliaia, in seguito all'assolvimento da parte della Società di tutte le attività connesse agli impegni approvati con la delibera 185/2019/S/eel e al rilascio del residuo della stima degli oneri connessi ad eventi eccezionali di anni precedenti, pari a euro 17.339 migliaia.

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 257.353 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 2019 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 1.168 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 124.040 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 872 migliaia.

38. Altre passività non correnti – Euro 285.493 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Risconti passivi su contributi (gruppo)	228	244	(16)
Risconti passivi su contributi (terzi)	257.692	255.203	2.489
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	10.552	32.131	(21.579)
Altre passività non correnti	17.021	33.882	(16.861)
Totale	285.493	321.460	(35.967)

I risconti passivi per contributi ricevuti al 31 dicembre 2019 si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale ricevuti dal MISE o da organismi comunitari.

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.

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.

39. Debiti commerciali – Euro 2.584.246 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 2019.

Migliaia di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti commerciali verso terzi	2.417.012	2.547.520	(130.508)
Debiti commerciali verso società controllante	22.555	9.813	12.742
Debiti commerciali verso società controllate	-	-	-
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	144.679	171.471	(26.792)
Totale	2.584.246	2.728.804	(144.558)

La riduzione dei debiti commerciali, pari a euro 144.558 migliaia, deriva per euro 130.508 migliaia dalla diminuzione dei debiti verso terzi e per euro 26.792 migliaia dei debiti verso le società del Gruppo (in particolare verso Enel Italia S.r.l. per euro 13.358 migliaia e verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. per euro 13.242 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei debiti verso la società controllante, pari a euro 12.742 migliaia.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Italia	2.572.853	2.702.156	(129.303)
Spagna	579	1.940	(1.361)
Cina	207	2.928	(2.721)
Francia	3.180	2.883	297
Romania	6.061	14.976	(8.915)
Germania	487	1.409	(922)
Altri	879	2.511	(1.632)
Totale	2.584.246	2.728.804	(144.558)

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.584.246	2.566.646	-	18

Migliaia di euro

	al 31.12.2018	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.728.804	2.728.749	55	-

I debiti commerciali verso la società controllante, la società controllata e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti verso società controllante	22.555	9.814	12.741
Enel Spa	22.555	9.814	12.741
Debiti verso società controllate	-	-	-
Debiti verso altre società del gruppo	144.679	171.244	(26.565)
Enel Italia Srl	114.053	127.411	(13.358)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	19.414	21.662	(2.248)
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	4.386	17.628	(13.242)
Enel Produzione Spa	1.050	-	1.050
Enel Energia Spa	773	1.141	(368)
Enel Sole Srl	1.217	1.955	(738)
Enel Green Power Spa	444	81	363
Open Fiber SpA	2.442	444	1.998
Altre società del gruppo	900	922	(22)
Totale	167.234	181.058	(13.824)

Per la natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 50 relativa alle “Operazioni con le parti correlate”.

40. Passività contrattuali – Euro 3.520.140 migliaia – euro 641.971 migliaia

La voce (introdotta con l'applicazione del nuovo principio contabile IFRS 15) accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 3.520.140 migliaia
- passività contrattuali correnti per euro 641.971 migliaia

Per maggiori dettagli sul contenuto si rimanda alla nota n. 5 “Ricavi”.

41. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 2.669.459 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Perequazioni	239.215	214.222	24.993
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	203.627	151.439	52.188
Componenti e oneri di sistema	2.226.616	1.748.432	478.184
Altri debiti verso CSEA	1	26.374	(26.373)
Totale	2.669.459	2.140.467	528.992

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2019 accoglie il valore risultante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione misura (euro 141.402 migliaia) e ricavi di distribuzione (euro 97.813 migliaia).

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2018 accoglie il valore risultante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione misura (euro 137.993 migliaia) e ricavi di distribuzione (euro 76.229 migliaia).

L'incremento del debito per Perequazioni, pari a euro 24.993 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione del debito dell'anno 2019 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi distribuzione (pari a euro 97.813 migliaia) e perequazione misura (pari a euro 3.408 migliaia);
- dal pagamento dei saldi a debito 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 107.596 migliaia, di cui euro 31.368 migliaia relativi a sopravvenienze passive.

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 136.500 migliaia (euro 90.300 migliaia al 31 dicembre 2018).

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 67.127 migliaia (euro 61.139 migliaia al 31 dicembre 2018).

L'aumento del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 478.184 migliaia, deriva essenzialmente dalla maggiore incidenza delle aliquote degli oneri generali di sistema registrata nell'esercizio 2019 (nel secondo semestre 2018 la componente ARIM era stata azzerata).

La riduzione degli Altri debiti pari a euro 26.373 migliaia, si riferisce sostanzialmente al rilascio del debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per il 20% dell'energia reattiva anni precedenti.

42. Debiti per imposte sul reddito – Euro 25.388 migliaia

Il dettaglio debiti per imposte sul reddito è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti per imposta sostitutiva	-	-	-
Debiti IRAP	6.256	-	6.256
Debiti per addizionale IRES	-	-	-
Debiti IRES	19.132	-	19.132
Imposte estere	-	-	-
Totale	25.388	-	25.388

La voce accoglie al 31 dicembre 2019 il saldo netto, a debito, tra la stima dell'IRES e dell'IRAP per l'esercizio e gli acconti versati.

Al 31 dicembre 2018 la voce era pari a zero in quanto il saldo netto tra la stima dell'IRES e dell'IRAP per l'esercizio e gli acconti versati risultava a credito ed era esposto nella voce "Crediti per imposte sul reddito" di cui alla Nota di commento n. 28.

43. Altri debiti tributari – Euro 109.170 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti verso l'Erario per IVA	647	560	87
Debiti verso la controllante per IVA di gruppo	80.887	-	80.887
Debiti per ritenuta di imposta	27.574	27.884	(310)
Debiti per imposte erariali ed addizionali su E.E.	-	542	(542)
Debiti tributari diversi	62	453	(391)
Totale	109.170	29.439	79.731

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Al 31 dicembre 2019 la Società risulta a debito verso la controllante Enel S.p.A. per l'IVA di Gruppo per un ammontare pari a euro 80.887 migliaia (al 31 dicembre 2018, il saldo della liquidazione IVA di Gruppo risultava invece a credito per euro 76.122 migliaia ed era esposto nella voce 29. Altri crediti tributari).

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.

44. Altre passività finanziarie correnti – Euro 88.560 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Interessi passivi su indebitamento verso Società Controllante controllante	-	-	-
Interessi passivi su mutuo BEI	3.030	3.082	(52)
interessi passivi verso altre società del gruppo	65.929	65.929	-
Interessi passivi su mutui agevolati	-	-	-
Interessi passivi su mutuo CDP	35	41	(6)
Interessi su c/c intersocietario	18.846	20.733	(1.887)
Interessi passivi verso terzi su attività in leasing	47	-	47
Interessi passivi verso altre società del gruppo su attività in leasing	673	-	673
Totale	88.560	89.785	(1.225)

Gli interessi passivi su mutui BEI e CDP accolgono i ratei per la quota di interessi di competenza dell'esercizio, che verranno pagati nell'esercizio successivo, relativi ai finanziamenti dettagliati nella nota n.46 "Strumenti finanziari".

Gli interessi passivi verso altre società del gruppo si riferiscono all'iscrizione dei ratei per gli interessi passivi maturati sui due finanziamenti a medio lungo termine ricevuti da Enel Finance International N.V., che verranno liquidati nell'esercizio successivo.

La riduzione del debito per interessi sul conto corrente intersocietario deriva essenzialmente dall'andamento del saldo del conto corrente intersocietario.

Gli interessi passivi per attività in leasing, sia verso terzi che verso società del gruppo (nello specifico Enel Italia S.r.l.), si riferiscono ai ratei passivi per gli interessi maturati sui finanziamenti da leasing operativo. Tale voce trova la sua prima iscrizione nell'esercizio corrente in seguito all'applicazione, dal 1° gennaio 2019, del nuovo principio contabile IFRS 16.

45. Altre passività correnti – 439.109 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Debiti diversi verso il personale	73.366	76.162	(2.796)
Depositi cauzionali da clienti	39.336	37.192	2.144
Debiti diversi verso clienti	89.794	127.705	(37.911)
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	69.579	72.182	(2.603)
Debiti verso associazioni di dipendenti	25	-	25
Acconti Diversi:	82.355	99.453	(17.098)
Acconti diversi (gruppo)	-	-	-
Acconti diversi (terzi)	82.355	99.453	(17.098)
Ratei passivi	7.483	7.494	(11)
Risconti passivi	22.633	29.414	(6.781)
Risconti passivi (gruppo)	-	-	-
Risconti passivi (terzi)	22.633	29.414	(6.781)
Debiti diversi:	54.538	38.632	15.906
Debiti diversi (terzi)	38.538	36.825	1.713
Debiti diversi (gruppo)	15.945	1.752	14.193
Debiti diversi (controllante)	55	55	-
Totale	439.109	488.234	(49.150)

La riduzione dei debiti verso il personale, pari a euro 2.796 migliaia, si riferisce sostanzialmente al minor debito per incentivazioni riconosciute al personale (per euro 2.759 migliaia) e al minor debito per 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 (per euro 243 migliaia).

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto e di connessione.

I debiti diversi verso clienti accolgono debiti per rimborsi vari da evadere verso i clienti. Al 31 dicembre 2019 ammontano ad euro 89.794 migliaia e presentano una riduzione di euro 37.911 migliaia rispetto all'esercizio precedente.

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.

Gli Acconti diversi da terzi, pari a euro 99.453 migliaia, accolgono per euro 82.355 migliaia l'erogazione dell'anticipo sui contributi concessi sui progetti finanziati dal MISE e/o da Regioni e per lo svolgimento di lavori connessi alla costruzione di linee elettriche o cabine.

I risconti passivi, pari a euro 22.633 migliaia, si riferiscono essenzialmente dall'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (euro 22.339 migliaia).

46. 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.

46.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddiviso in attività finanziarie correnti e non correnti, che mostra separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	46.1.1	361.796	493.471	4.524.049	4.719.656
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI)	46.1.2	-	70	-	-
Strumenti di capitale			70	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	46.1.3	-	13	-	-
Altre attività finanziarie			13	-	-
Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	46.1.4	-	54	682	2.507
Derivati di cash flow hedge			54	682	2.507
TOTALE		361.796	493.608	4.524.731	4.722.163

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n.48 "*Derivati e Hedge Accounting*".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 "*Fair value measurement*".

46.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2019, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Note	Corrente	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018		al 31.12.2019	al 31.12.2018
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	33	72.349	68.391
Crediti commerciali		-	-	25	3.988.824	3.895.634
Attività derivanti da contratti con i clienti		-	-	5	443	261
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	30	169.087	486.059
Altre attività correnti		-	-	32	38.628	23.227
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		598	608
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		27.408	11.592
- Note credito da ricevere		-	-		8.749	7.180
- Crediti verso il personale		-	-		1.873	3.847
Crediti verso CSEA		10.552	46.642	27	254.718	246.084
Altre attività non correnti		2.587	2.396		-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	22	348.657	444.433	22	-	-
TOTALE		361.796	493.471		4.524.049	4.719.656

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2019 ammontano a euro 3.988.824 migliaia (euro 3.895.634 migliaia al 31 dicembre 2018) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 696.080 migliaia alla fine dell'anno 2019 (euro 470.737 migliaia al 31 dicembre 2018).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2019 sono pari complessivamente a euro 4.885.845 migliaia (euro 5.213.127 migliaia al 31 dicembre 2018) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 729.727 migliaia a fine esercizio (euro 507.875 migliaia al 31 dicembre 2018).

e-distribuzione S.p.A. detiene essenzialmente le seguenti tipologie di attività finanziarie valutate al costo ammortizzato e sottoposte a *impairment*:

- disponibilità liquide e mezzi equivalenti;
- crediti commerciali e attività derivanti da contratto;
- crediti finanziari e
- altri crediti.

La perdita attesa (*Expected Credit Loss*, ECL), calcolata utilizzando la probabilità di *default* (PD), la perdita in caso di *default* (LGD) e l'esposizione al rischio in caso di *default* (EAD), è la differenza fra i flussi finanziari dovuti in base

al contratto e i flussi finanziari attesi (comprensivi dei mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

Ai fini del calcolo dell'ECL, la Società applica due diversi approcci:

- > l'approccio generale, per le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratto e crediti per leasing. Tale metodo si applica verificando se vi è stato un incremento significativo del rischio di credito rispetto all'iscrizione iniziale, mediante confronto tra la probabilità di *default* all'*origination* e la probabilità di *default* alla data di riferimento del bilancio.
- > In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o per la vita residua dell'attività (ECL *Lifetime*) (cd. "*staging*"):
 - l'ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
 - l'ECL *Lifetime*, per le attività finanziarie che hanno subito un incremento significativo del rischio di credito o che risultano deteriorate (i.e. *in default* sulla base di informazioni relative allo scaduto).
- > l'approccio semplificato, per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratto e crediti per leasing con o senza componente finanziaria significativa, in base alla ECL *Lifetime* senza tracciare le variazioni del rischio di credito.

La rettifica *forward looking* potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

In base alla natura delle attività finanziarie e delle informazioni disponibili sul rischio di credito, la verifica dell'incremento significativo del rischio di credito può essere effettuata su:

- base individuale, in presenza di crediti singolarmente significativi e per tutti i crediti che sono verificati singolarmente ai fini dell'*impairment* in base ad informazioni ragionevoli e supportabili;
- base collettiva, quando il reperimento di informazioni ragionevoli e supportabili per verificare le perdite attese su base individuale richiederebbe costi o sforzi eccessivi.

Quando non ci sono ragionevoli aspettative di recuperare un'attività finanziaria integralmente o parzialmente, si procederà a ridurre direttamente il suo valore contabile lordo.

L'eliminazione contabile (i.e. *write-off*) costituisce un evento di *derecognition* (per es. estinzione, trasferimento o scadenza del diritto a incassare dei flussi finanziari).

Per misurare le perdite attese, e-distribuzione S.p.A. valuta i crediti commerciali e le attività derivanti da contratto con il metodo semplificato, sia su base individuale (per es. traders, autorità, controparti finanziarie, venditori all'ingrosso, grandi società, ecc.) sia collettiva (per es. clienti servizi di misura e connessione).

In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da *provider* esterni.

Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise ed informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di *default*.

e-distribuzione S.p.A. applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 90 giorni per tutte le controparti (la PD fornita viene portata al 100% se il credito scaduto superiore ai 90 giorni ha un'incidenza

maggiore del 10% del credito totale pertanto, oltre tali termini, si presume che i crediti commerciali verso terzi siano deteriorati).

Le attività derivanti da contratto presentano sostanzialmente le stesse caratteristiche di rischio dei crediti commerciali, a parità di tipologie contrattuali.

Al fine di misurare la ECL per i crediti commerciali su base collettiva, la Società considera le seguenti assunzioni riguardo i parametri di ECL:

- PD di Country Italia 100% (il valore iniziale 0,31% è incrementato al 100% in quanto la quota scaduta oltre i 90gg è > 10% del credito totale)

- LGD media 30%

- EAD stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio.

Le tabelle che seguono indicano le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato:

Migliaia di euro

	ECL 12 months			ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2018	1.252	-	1.252	-	-	-
Svalutazioni	1.857	-	1.857	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	- 189	-	- 189	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2018	2.920	-	2.920	-	-	-
Svalutazioni	13	-	13	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	- 2.161	-	- 2.161	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2019	772	-	772	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari, pari al 31 dicembre 2019 ad euro 772 migliaia (euro 2.920 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 472 migliaia (euro 835 migliaia al 31 dicembre 2018)
- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 194 migliaia (euro 432 migliaia al 31 dicembre 2018)
- delle disponibilità liquide per euro 106 migliaia (euro 1.653 migliaia al 31 dicembre 2018).

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2018	236.854	14.237	251.091
Svalutazioni	223.848	12.024	235.872
Utilizzi	- 28		- 28
Rilasci	- 8.748	- 7.450	- 16.198
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2018	451.926	18.811	470.737
Svalutazioni	228.329		228.329
Utilizzi			-
Rilasci	- 2.986		- 2.986
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	5.318	- 5.318	-
Totale al 31 dicembre 2019	682.587	13.493	696.080

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2019 ad euro 696.080 migliaia (euro 470.737 migliaia al 31 dicembre 2018), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 662.793 migliaia (euro 437.474 migliaia al 31 dicembre 2018), di cui euro 21.762 migliaia per interessi di mora
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 18.812 migliaia (in linea con la svalutazione in essere al 31 dicembre 2018);
- degli altri crediti commerciali per euro 14.475 migliaia (euro 14.376 migliaia al 31 dicembre 2018).

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2018	33.672	-	33.672
Svalutazioni	457	-	457
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	91	-	91
Totale al 31 dicembre 2018	34.220	-	34.220
Svalutazioni	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	- 1.345	-	- 1.345
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2019	32.875	-	32.875

Si precisa che nella nota n. 47 “*Risk Management*” sono fornite le informazioni sull’ *ageing* dei crediti nonché le riclassificazioni di attività finanziarie intervenute nel periodo.

46.1.2 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) – strumenti di capitale

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al FVOCI suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018		al 31.12.2019	al 31.12.2018
Partecipazioni in altre imprese	21	70	70		-	-
Totale		70	70		-	-

Le partecipazioni in altre imprese si riferiscono alla partecipazione del 12,96% nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente).

46.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico per natura, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018		al 31.12.2019	al 31.12.2018
Titoli	23	-	13		-	-
Totale		-	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.

46.2 Passività finanziarie per categorie

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle passività finanziarie previste dall’ IFRS 9, 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 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	47.2.1	8.136.826	7.937.613	5.712.581	5.321.034
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	22	140.883	97.922	882	68
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		140.883	97.922	882	68
Totale		8.277.709	8.035.535	5.713.463	5.321.102

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 48 “*Derivati e Hedge Accounting*”.

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 49 “*Fair value measurement*”.

46.2.1 Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, suddivisi in correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Note	Correnti	
		al 31.12.2019	al 31.12.2018		al 31.12.2019	al 31.12.2018
Finanziamenti a lungo termine	35	8.136.826	7.937.613	35	236.824	195.287
Finanziamenti a breve termine		-	-	35	-	271
Debiti commerciali		-	-	39	2.584.246	2.728.804
Debiti verso CSEA		-	-	41	2.669.459	2.140.466
Altre passività finanziarie correnti		-	-	44	88.560	89.785
Altre passività correnti:		-	-	45	129.130	164.896
- Depositi cauzionali da clienti		-	-		39.336	37.192
- Debiti diversi verso clienti		-	-		89.794	127.704
Totale		8.136.826	7.937.613		6.350.190	5.902.654

Per il contenuto delle voci si rinvia alle specifiche Note di commento.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 8.373.650 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 1.738.465 migliaia, cinque prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per finanziare alcuni investimenti realizzati dalla società.

Il primo, 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 0,17%, 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 2019 è pari a euro 320.000 migliaia).

Il secondo, 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 0,74%, 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 2018 è pari a 293.548 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 1,55%; 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. (l'importo residuo al 31 dicembre 2018 è pari a 354.667 migliaia).

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 0,88%, garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.

Il rimborso avverrà con rate semestrali a partire dal 2019.

A luglio 2017 la BEI ha messo a disposizione della Società, per il progetto OPEN METER relativo alla sostituzione in Italia dei contatori elettronici di prima generazione con quelli digitali di seconda generazione, una linea di credito per un importo complessivo di 1 miliardo di euro.

La prima tranche di euro 500.000 migliaia è stata interamente erogata: una prima parte, pari a euro 100.000 migliaia è stata erogata il 21 settembre 2017 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 39,1%. Una seconda parte, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata il 3 maggio 2018 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 42,9%. L'ultima parte della prima tranche, pari a euro 200.000 migliaia, è stata erogata il 19 ottobre 2018 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 34,6%. Tale finanziamento ha una durata quindicennale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

Il 20 giugno 2019, è stata totalmente erogata anche la seconda tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1 miliardo approvato dalla BEI per il progetto OPEN METER. Tale prestito è stato concesso ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 41%, per una durata quindicennale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

L'importo rimborsato nell'anno 2019 per i finanziamenti intrattenuti con la BEI è stato pari complessivamente a euro 105.914 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 893.333 migliaia due prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti (CDP). 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 migliaia, è stata erogata nel 2011 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato di 1,7065%. Tale finanziamento è garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A. Il secondo finanziamento concesso da CDP, 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 sei 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 2019 per i finanziamenti intrattenuti con CDP è stato pari complessivamente a euro 89.333 migliaia.

In base a quanto previsto dall'art. 3 bis del D.L. n. 95/2012, nell'esercizio 2017 la Società ha sottoscritto con la banca Carisbo S.p.A., il primo di otto contratti di finanziamento agevolato erogabili in più soluzioni, da utilizzare esclusivamente per interventi di riparazione, ripristino o ricostruzione di propri impianti danneggiati o distrutti dal sisma che ha colpito la regione Emilia Romagna nel 2012. Tali finanziamenti agevolati, di durata massima venticinquennale e a tasso fisso, sono erogati in più *tranches* sulla base degli stati di avanzamento lavori relativi all'esecuzione dei lavori, alle prestazioni di servizi e alle acquisizioni di beni necessari per l'esecuzione degli interventi ammessi a contributo. A fronte di ciascun finanziamento agevolato, la Società matura un credito di imposta in misura pari, per ciascuna scadenza di rimborso, all'importo ottenuto sommando alla sorte capitale gli interessi dovuti.

La prima *tranche* del primo finanziamento agevolato, pari a euro 123 migliaia è stata erogata il 10 novembre 2017 ad un tasso fisso pari al 2,424%. Nel corso del 2018 sono stati ricevuti ulteriori due finanziamenti:

- prima *tranche*, pari a euro 163 migliaia, erogata il 26 marzo 2018 ad un tasso fisso pari a 1,352%
- prima *tranche*, pari a euro 1.091 migliaia, erogata il 25 luglio 2018 ad un tasso fisso pari a 3,063%.

Nell'esercizio 2019 sono stati ricevuti ulteriori finanziamenti:

- prima *tranche*, pari a euro 247 migliaia, erogata il 11 febbraio 2019 ad un tasso fisso pari a 3,35%
- seconda *tranche*, pari a euro 25 migliaia, erogata il 26 luglio 2019 ad un tasso fisso pari a 2,25%
- terza *tranche*, pari a euro 4 migliaia, erogata il 10 dicembre 2019 ad un tasso fisso pari a 1,39%
- quarta *tranche*, pari a euro 791 migliaia, erogata il 10 dicembre 2019 ad un tasso fisso pari a 1,94%

I rimborsi dei finanziamenti agevolati Carisbo S.p.A. e i conseguenti crediti di imposta maturati dalla Società nel 2019, sono stati pari a euro 73 migliaia.

A far data dal 1° gennaio 2019 e in applicazione del nuovo principio contabile IFRS 16, la Società ha rilevato passività finanziarie per leasing a tasso fisso, connesse ai contratti di locazione di fabbricati, macchinari tecnici,

autovetture ed altri mezzi di trasporto intrattenuti dalla Società con società del gruppo (in particolare Enel Italia S.r.l.) e terzi, pari complessivamente a euro 226.034 migliaia (di cui euro 159.064 migliaia verso la società Enel Italia S.r.l. e euro 66.970 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2019 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento netto per euro 2.875 migliaia e rimborsi pari ad euro 43.931 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, 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	Applicazione iniziale IFRS 16	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
	01.01.2019			al 31.12.2019		
Finanziamenti bancari:						
- tasso fisso	-	2.371	2.371	72	2.299	2.676
- tasso variabile	-	2.686.301	2.686.301	195.247	2.491.054	2.708.896
- linee di credito <i>revolving</i> (quota utilizzata)	-					
Totale finanziamenti bancari	-	2.688.672	2.688.672	195.319	2.493.353	2.711.572
Finanziamenti non bancari:						
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	226.034	184.978	184.978	41.505	143.473	184.978
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile						
- altri finanziamenti - tasso fisso	-	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	6.356.952
- altri finanziamenti - tasso variabile	-					
Totale finanziamenti non bancari	226.034	5.684.978	5.684.978	41.505	5.643.473	6.541.930
Totale finanziamenti a tasso fisso	226.034	5.687.349	5.687.349	41.577	5.645.772	6.544.606
Totale finanziamenti a tasso variabile	-	2.686.301	2.686.301	195.247	2.491.054	2.708.896
Totale	226.034	8.373.650	8.373.650	236.824	8.136.826	9.253.502

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
			al 31.12.2018		
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	1.352	1.352	39	1.313	1.339
- tasso variabile	2.631.548	2.631.548	195.247	2.436.301	2.624.656
- linee di credito <i>revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	2.632.900	2.632.900	195.286	2.437.614	2.625.995
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	5.501.352	5.501.352	39	5.501.313	5.501.339
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.631.548	2.631.548	195.247	2.436.301	2.624.656
Totale	8.132.900	8.132.900	195.286	7.937.614	8.125.995

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 47 *"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 bancari 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 31.12.2019		al 31.12.2018	al 31.12.2019	
Euro	8.373.650	8.373.650	8.132.900	4,23%	4,23%
Valuta estera	-	-	-	-	-
TOTALE	8.373.650	8.373.650	8.132.900		

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti per leasing per controparte e tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Applicazione iniziale IFRS 16	Saldo	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 01.01.2019	al 31.12.2019		al 31.12.2019	
Finanziamenti da leasing - gruppo:	159.064	129.409	129.409		
- tasso fisso	159.064	129.409	129.409	2,20%	2,20%
- tasso variabile					
Finanziamenti da leasing - terzi:	66.970	55.569	55.569		
- tasso fisso	66.970	55.569	55.569	0,75%	0,75%
- tasso variabile					
TOTALE	226.034	184.978	184.978		

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari ricevuti nell'esercizio 2019:

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)		20/06/2019	250.000.000	EUR	EURIBOR 6M + 0.41%	Variabile	20/06/2034
Carisbo - Gruppo Intesa Sanpaolo		10/12/2019	791.421	EUR	1,94%	Fisso	31/12/2044
Carisbo - Gruppo Intesa Sanpaolo		11/02/2019	247.148	EUR	3,35%	Fisso	31/12/2043
Carisbo - Gruppo Intesa Sanpaolo		26/07/2019	24.404	EUR	2,25%	Fisso	30/06/2044
Carisbo - Gruppo Intesa Sanpaolo		10/12/2019	3.580	EUR	1,39%	Fisso	31/12/2034
Totale			251.066.552				

Finanziamenti a breve termine – 271 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2019 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
Finanziamenti bancari a breve termine	-	271	(271)
Conto corrente intersocietario	-	-	-
Totale	-	271	(271)

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo a debito dei conti conto correnti bancari e del conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante.

Il contratto di conto corrente intersocietario 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 0,70% a partire dal 1° luglio 2018 (precedentemente era pari a 1%) 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.

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 31.12.2019				al 31.12.2018			
	Prima della copertura		Dopo la copertura		Prima della copertura		Dopo la copertura	
%								
Tasso variabile	2.686.301	32%	1.202.753	14%	2.631.548	32%	1.321.871	16%
Tasso fisso	5.687.349	68%	7.170.897	86%	5.501.352	68%	6.811.029	84%
Totale	8.373.650	100%	8.373.650	100%	8.132.900	100%	8.132.900	100%

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note di commento.

46.2.2 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: Impairment / Ripristini di impairment
	2019	2018	2019
Finanziamenti e crediti	-	(52.503)	-
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	-	31.331	-

47. Risk management

47.1 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.

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.

47.2 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. 46 "*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 2019 e 31 dicembre 2018 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.483.548	1.309.677
Interest rate options	-	-
Totale	1.483.548	1.309.677

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 IFRS 9, 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. 48 "*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 2019 il 31% (32% al 31 dicembre 2018) 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 IFRS 9), l'indebitamento finanziario lordo, al 31 dicembre 2019, risulta essere coperto all'81% (come al 31 dicembre 2018).

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 31.12.2019

al 31.12.2018

	Aumento/riduzione nei basis points	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		3.007	-	3.305	-
		(3.007)	-	(3.305)	-
Cash flow hedge	+/-25 bp	-	27.268	-	23.791
	+/-25 bp	-	(27.268)	-	(23.791)
Trading		-	-	-	-
		-	-	-	-

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 2019 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 2019 è pari a 252.748 migliaia di euro mentre lo scorso anno era pari a 101.497 migliaia di euro.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2019 e del 31 dicembre 2018, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Cross currency rate swaps (CCIRSs)		-
Currency forwards	252.748	101.497
Currency swaps		-
Totale	252.748	101.497

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 31.12.2019		al 31.12.2018	
	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		-	-	-	-
		-	-	-	-
Cash flow hedge	+/- 10%	-	(22.250)	-	(7.783)
	+/- 10%	-	27.141	-	9.493
Trading		-	-	-	-
		-	-	-	-

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

La Società, in seguito a periodici assessment, ritiene non rilevante il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity, principalmente rame ed alluminio.

47.3 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, le controparti sono monitorate mediante la valutazione del rischio di credito ad esse associato e, come disciplinato dal Codice di Rete (CADE), vengono richieste a garanzia del contratto di trasporto fidejussioni bancarie e/o assicurative e/o depositi cauzionali e/o garanzie reputazionali (Rating creditizio e Parent Company Guarantee) 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 sensitività 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.

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 2019 e 2018 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo 46 "Strumenti Finanziari".

Concentrazione ed esposizione del rischio di credito della clientela

La seguente tabella fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti finanziari (comprese le disponibilità liquide) soggetti a *impairment* ad esclusione dei crediti commerciali e delle attività derivanti da contratti con i clienti:

Migliaia di euro					
Staging	Base per la definizione del Fondo perdite attese	Equivalente al rating del credito esterno	Tasso di perdita medio ponderato	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese
Performing	12 m ECL	BBB- to AAA	0,15%	514.383	772
Underperforming	Lifetime ECL	BB+ to C			-
			-	-	-
			-	-	-
			-	-	-
Non-performing		D	-	-	-
Total				514.383	772

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e gli altri crediti valutati individualmente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2019			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	0,0%	443	-	443
Crediti Commerciali	14,7%	4.634.652	682.587	3.952.065
Crediti commerciali non scaduti	0,5%	3.316.070	16.671	3.299.399
Crediti commerciali scaduti:	50,5%	1.318.582	665.916	652.666
1 – 30 giorni	0,6%	90.108	505	89.603
31 – 60 giorni	0,5%	68.256	330	67.926
61 – 90 giorni	6,2%	6.439	402	6.037
91 – 120 giorni	15,4%	4.092	631	3.461
121 – 150 giorni	12,7%	14.368	1.830	12.538
151 – 180 giorni	22,3%	364.307	81.414	282.893
più di 180 giorni (credit impaired)	75,3%	771.012	580.804	190.208
Altri Crediti	8,6%	382.109	32.875	349.234
Total	14,3%	5.017.204	715.462	4.301.742

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali valutati collettivamente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2019			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	-	-	-	-
Crediti Commerciali	26,9%	50.250	13.493	36.757
Crediti commerciali non scaduti	9,4%	2.806	264	2.542
Crediti commerciali scaduti:	27,9%	47.444	13.229	34.215
1 – 30 giorni	29,6%	5.665	1.679	3.986
31 – 60 giorni	29,6%	385	114	271
61 – 90 giorni	29,8%	188	56	132
91 – 120 giorni	29,5%	- 251	- 74	- 177
121 – 150 giorni	29,6%	663	196	467
151 – 180 giorni	29,6%	5.687	1.685	4.002
più di 180 giorni (credit impaired)	27,3%	35.107	9.573	25.534
Total	26,9%	50.250	13.493	36.757

47.4 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 sopprime 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 2019 ha un fido di cassa con Enel S.p.A. di 2.000 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			
	Entro 1 anno	da 1 a 2 anni	Tra 2 e 5 anni	Maggiore di 5 anni
Finanziamenti bancari:				
- tasso fisso	72	75	236	1.988
- tasso variabile	195.247	195.247	728.924	1.566.883
- linee di credito <i>revolving</i> (quota utilizzata)				
Totale	195.319	195.322	729.160	1.568.871
Finanziamenti non bancari:				
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	41.505	34.051	58.598	50.824
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	-	-	5.500.000	-
- altri finanziamenti - tasso variabile	-	-	-	-
Totale	41.505	34.051	5.558.598	50.824
Derivati:				
Derivati di FVH	-	-	-	-
Derivati di CFH	(882)	(2)	-	(139)
Derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-
Totale	(882)	(2)	-	(139)
Debiti commerciali e altri debiti	2.127.920	-	-	-
Debiti per leasing finanziari	-	-	-	-
Garanzie finanziarie	-	-	-	-
Altre passività finanziarie	-	-	-	-
TOTALE	2.363.862	229.371	6.287.758	1.619.556

48. Derivati e Hedge Accounting

48.1 Hedge accounting

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al *fair value*, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro *fair value*. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity e agli investimenti netti in gestioni estere quando sono rispettati tutti i criteri previsti dall'IFRS 9.

All'*inception* della transazione, la Società deve documentare la relazione di copertura distinguendo tra strumenti di copertura ed elementi coperti, nonché tra strategia ed obiettivi di risk management. Inoltre la Società documenta, all'*inception* e successivamente su base sistematica, 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.

Per le transazioni altamente probabili designate come elementi coperti di una relazione di *cash flow hedge*, e-distribuzione S.p.A. valuta e documenta il fatto che tali operazioni sono altamente probabili e presentano un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta sul Conto economico.

In relazione alla natura dei rischi cui è esposto, designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni di copertura:

- fair value hedge;
- cash flow hedge o
- investimenti netti in gestioni estere.

Per maggiori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari a cui e-distribuzione S.p.A. è esposta si rimanda alla nota 47 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura risulti efficace deve soddisfare i seguenti criteri:

- esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- l'hedge ratio definito al momento della designazione iniziale risulta pari a quello utilizzato a fini di gestione del rischio (i.e. stessa quantità dell'elemento coperto che l'entità effettivamente copre e stessa quantità dello strumento di copertura che l'entità effettivamente utilizza per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, l'esistenza di una relazione economica è verificata da e-distribuzione S.p.A. mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, in base alle circostanze seguenti:

- > se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata mediante un'analisi qualitativa;
- > diversamente, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso, l'esistenza di una relazione economica sarà dimostrata attraverso un metodo quantitativo oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica (i.e. regressione lineare).

Per dimostrare che l'andamento dello strumento di copertura è in linea con quello dell'elemento coperto, saranno analizzati diversi scenari.

Per la copertura del rischio di prezzo delle commodity, l'esistenza di una relazione economica si desume da una matrice di *ranking* che definisce, per ciascuna possibile componente di rischio, un set di tutti i derivati standard disponibili sul mercato classificati in base alla loro efficacia nella copertura del rischio considerato.

Al fine di valutare gli effetti del rischio di credito, la Società valuta l'esistenza di misure di mitigazione del rischio (costituzione di garanzie, *break up clause*, *master netting agreements*, ecc.).

e-distribuzione S.p.A. ha stabilito un *hedge ratio* di 1:1 per tutte le relazioni di copertura per cui il rischio sottostante il derivato di copertura è identico al rischio coperto, al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura.

L'inefficacia della copertura è valutata mediante una analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze:

> se i *critical terms* dell'elemento coperto e dello strumento di copertura corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia incluso il *credit risk adjustment* sul derivato di copertura, la relazione di copertura è considerata pienamente efficace sulla base di un'analisi qualitativa;

> se i *critical terms* dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia, l'inefficacia della copertura sarà quantificata applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo usando il derivato ipotetico. Tale metodo confronta le variazioni di fair value dello strumento di copertura e del derivato ipotetico tra la data di riferimento del bilancio e la data di inizio della copertura.

Le principali cause di inefficacia delle coperture possono essere le seguenti:

> *basis differences* (i.e. i fair value o flussi finanziari dell'elemento coperto dipendono da una variabile diversa dalla variabile che causa la variazione del fair value o dei flussi finanziari nello strumento di copertura);

> differenze di *timing* (i.e. l'elemento coperto e lo strumento di copertura si verificano o sono regolati a date diverse);

> differenze di quantità o di importo nozionale (i.e. l'elemento coperto e lo strumento di copertura si basano su quantità o importi nozionali diversi);

> altri rischi (i.e. le variazioni del fair value o dei flussi finanziari di uno strumento di copertura o elemento coperto sono collegate a rischi diversi dal rischio specifico oggetto di copertura);

> rischio di credito (i.e. il rischio di credito di controparte impatta diversamente sulle variazioni del fair value degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto).

Fair value hedge

Il fair value hedge è utilizzato dalla Società per la copertura delle variazioni del *fair value*, di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e potrebbero impattare il conto economico.

Le variazioni di *fair value* di derivati che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura sono rilevate a conto economico, coerentemente con le variazioni di *fair value* 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 di interesse effettivo, è ammortizzato a conto economico lungo la vita residua dell'elemento coperto.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2019 derivati di fair value hedge.

Cash flow hedge

Il cash flow hedge è applicato con l'intento di coprire e-distribuzione S.p.A. dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi di cassa attesi attribuibili a un rischio specifico associato a un'attività, una passività o una transazione prevista altamente probabile che potrebbe impattare il conto economico.

La quota efficace delle variazioni del *fair value* dei derivati, che sono designati e si qualificano di *cash flow hedge*, è rilevata a patrimonio netto tra le “altre componenti di conto economico complessivo (OCI)”. L’utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia è rilevata immediatamente a conto economico.

Gli importi rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a conto economico nel periodo in cui l’elemento coperto impatta il conto economico (ad esempio, quando si verifica la vendita attesa oggetto di copertura).

Se l’elemento coperto comporta l’iscrizione di un’attività non finanziaria (i.e. terreni, impianti e macchinari o magazzino, ecc.) o di una passività non finanziaria, o di una transazione prevista altamente probabile oggetto di copertura relativa a una attività o passività non finanziaria diventa un impegno irrevocabile a cui si applica il *fair value hedge*, l’importo cumulato a patrimonio netto (i.e. riserva *cash flow*) sarà stornato e incluso nel valore iniziale (i.e. costo o altro valore contabile) dell’attività o passività coperte (i.e. “*basis adjustment*”).

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza o è venduto, oppure quando la copertura non soddisfa più i criteri per l’applicazione dell’*hedge accounting*, gli utili e le perdite cumulati rilevati a patrimonio netto fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a conto economico quando la transazione futura sarà definitivamente rilevata a conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i *forward* come strumento di copertura, in cui solo la variazione di valore dell’elemento spot è designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti *forward* (a CE piuttosto che OCI) viene definita caso per caso.

Diversamente, nei rapporti di copertura che utilizzano il *cross currency basis spread* come strumento di copertura, vengono separati i *basis spread* della valuta estera, nella designazione del derivato di copertura, e si rilevano nel conto economico complessivo (OCI).

e-distribuzione S.p.A. detiene al 31 dicembre 2019 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 di contatori digitali e di concentratori per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD.

Copertura di investimenti netti in gestioni estere

Le coperture degli investimenti netti in gestioni estere sono coperture dell’esposizione al rischio cambio delle eventuali quote di pertinenza della Società nelle attività nette di tali gestioni estere e sono contabilizzate in modo analogo alle coperture di *cash flow hedge*.

Qualsiasi utile o perdita sullo strumento di copertura relativo alla parte efficace della copertura è rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo. L’utile o la perdita relativo alla parte inefficace della copertura è rilevato a conto economico quando si manifesta. Gli utili e le perdite cumulati a patrimonio netto sono rilevati a conto economico quando la gestione estera è ceduta o parzialmente alienata.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2019 coperture di investimenti netti in gestioni estere.

Nelle seguenti tabelle sono indicati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura attivi e passivi, in essere su e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2019, classificati sulla base di ciascuna tipologia di relazione di copertura e rischio coperto, suddivisi in correnti e non correnti.

L’ammontare nozionale di un contratto derivato è l’importo in base al quale avviene lo scambio di flussi finanziari. Questo importo può essere espresso come valore o quantità (ad esempio tonnellate, convertite in euro, moltiplicando l’importo nozionale per il prezzo concordato).

Gli importi denominati in valute diverse dall'euro sono convertiti ai tassi di cambio ufficiali del WM Reuters Fixing di fine periodo.

Per ulteriori informazioni sulla valutazione al fair value dei contratti derivati, si rinvia alla nota 49 "Fair Value Measurement".

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
DERIVATI ATTIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse		-		-		-		-
sul rischio di tasso di cambio		8.964		54	56.962	79.229	682	2.507
sul rischio di prezzo su commodity		-		-		-		-
Totale	-	8.964	-	54	56.962	79.229	682	2.507
TOTALE DERIVATI ATTIVI	-	8.964	-	54	56.962	79.229	682	2.507

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
DERIVATI PASSIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.483.548	1.309.677	138.779	97.911		-		-
sul rischio di tasso di cambio	96.407	1.690	2.105	12	99.378	11.613	882	68
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-		-		-
Totale	1.579.955	1.311.368	140.884	97.922	99.378	11.613	882	68
TOTALE DERIVATI PASSIVI	1.579.955	1.311.368	140.884	97.922	99.378	11.613	882	68

48.1.1 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	2019			2018		
	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	67.915	(27.048)	(397)	15.891	(16.363)	(520)
Copertura del tasso di cambio	396			(11.674)	-	-
Derivati di copertura	68.311	(27.048)	(397)	4.217	(16.363)	(520)

48.1.2 Rischio di tasso di interesse

La tabella di seguito esposta mostra il valore nozionale e il tasso medio di copertura sul rischio di tasso in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
al 31.12.2019							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	-	-	1.483.548	1.483.548
- Average IRS rate	-	-	-	-	-	1,702	
al 31.12.2018							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	-	-	1.309.677,42	1.309.677
- Average IRS rate	-	-	-	-	-	1,97	

La tabella seguente espone invece il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso d'interesse delle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	- 138.779	1.483.548	- 97.911	1.309.677
Totale		- 138.779	1.483.548	- 97.911	1.309.677

Infine, di seguito si fornisce evidenza del valore nozionale e del *fair value* dei derivati di copertura del rischio di tasso d'interesse al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	Fair value attività	Valore nozionale	Fair value passività
Derivati	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Cash flow hedge				
Interest rate swap	-	-	1.483.548	1.309.677
Interest rate option	-	-	-	-
Totale derivati su tasso d'interesse	-	-	1.483.548	1.309.677

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 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2024	Oltre
CFH su tasso d'interesse							
Fair value positivo							
Fair value negativo	(138.779)	(30.021)	(26.680)	(22.647)	(18.691)	(14.852)	(27.961)

48.1.3 Rischio di cambio

La tabella di seguito esposta mostra il valore nozionale e il tasso medio di copertura sul rischio di cambio in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
al 31.12.2019							
Currency forward							
- Notional value	156.340	96.407	-	-	-	-	252.748
- Average currency forward rate	1,133	1,129	-	-	-	-	
al 31.12.2018							
	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Currency forward							
- Notional value	90.843	10.654	-	-	-		101.497
- Average currency forward rate	1,189	1,200	-	-	-		

La tabella seguente espone invece il valore nozionale e il *fair value* degli strumenti di copertura sul rischio di tasso di cambio delle transazioni in essere al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value		Valore nozionale	
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2019		al 31.12.2018	
		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	(2.305)	252.748	2.481	101.497
Currency swaps	Commercial paper denominati in valuta estera	-	-	-	-
Totale		(2.305)	252.748	2.481	101.497

Infine, di seguito sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018	al 31.12.2019	al 31.12.2018
Cash flow hedge								
Currency forward	56.962	88.193	682	2.560	195.785	13.304	2.987	79
CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di cambio	56.962	88.193	682	2.560	195.785	13.304	2.987	79

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 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2024	Oltre
CFH su tasso di cambio							
Fair value positivo	682	682					
Fair value negativo	(2.987)	(882)	(2.105)				

49. 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).

49.1 Attività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle attività valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI				ATTIVITA' CORRENTI			
		Fair value al 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Attività finanziarie al FVOCI									
Partecipazioni in altre imprese		70	-	-	70	-	-	-	-
Titoli		-	-	-	-	-	-	-	-
Attività valutate al fair value incluse in un Gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		70	-	-	70	-	-	-	-
Contratti derivati									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		-	-	-	-	682	-	682	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		-	-	-	-	682	-	682	-
Coperture di investimenti netti in gestioni estere									
Attività finanziarie al fair value through profit or loss:		-	-	-	-	-	-	-	-
Investimenti finanziari in fondi o gestioni patrimoniali al FVTPL		-	-	-	-	-	-	-	-
Contratti ibridi misurati interamente al FVTPL		-	-	-	-	-	-	-	-
Corrispettivi potenziali		25.250	-	-	25.250	12.630	-	-	12.630
Totale		25.250	-	-	25.250	12.630	-	-	12.630
Rimanenze		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		25.320	-	-	25.320	13.312	-	682	12.630
Valutazioni non ricorrenti al fair value									
Totale valutazioni non ricorrenti al fair value		25.320	-	-	25.320	13.312	-	682	12.630

Le partecipazioni in altre imprese, presenti tra le attività valutate al FVOCI, si riferiscono alla partecipazione nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente), valutata al costo d'acquisto.

Di seguito si fornisce la movimentazione intervenuta nelle attività valutate a fair value nella scala gerarchica di Livello 3:

Migliaia di euro

	Partecipazioni in altre imprese	Corrispettivi potenziali	Totale
Saldo al 1.1.2019	70	-	70
Utili e perdite totali nel periodo	-	-	-
Acquisti	-	-	-
Vendite	-	-	-
Emissioni	-	-	-
Adeguamento accordo preesistente	-	37.880	37.880
Saldo al 31.12.2019	70	37.880	37.950

Si segnala, infine, che non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

49.2 Attività non valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella seguente sono riportati i livelli della gerarchia delle attività non valutate al fair value:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI				ATTIVITA' CORRENTI			
		Fair value al 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività finanziarie al costo ammortizzato									
Credititi finanziari		348.660	-	-	348.660	116.300	-	-	116.300
Titoli		-	-	-	-	-	-	-	-
Commercial paper		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività		-	-	-	-	-	-	-	-
Investimenti immobiliari		-	-	-	-	-	-	-	-
Rimanenze		-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE		348.660	-	-	348.660	116.300	-	-	116.300

49.3 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 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Contratti derivati									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		(138.779)		(138.779)	-	-	-		-
sul rischio di tasso di cambio		(2.105)		(2.105)	-	(882)		(882)	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		(140.884)	- (140.884)		-	(882)	-	(882)	-
Altre passività		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		(140.884)	- (140.884)		-	(882)	-	(882)	-
Valutazioni non ricorrenti al fair value									
Passività finanziarie incluse in un Gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale valutazioni non ricorrenti al fair value		(140.884)	- (140.884)		-	(882)	-	(882)	-

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

49.4 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 31.12.2019	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti:					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		2.676	-	2.676	-
- tasso variabile		2.708.896	-	2.708.896	-
Totale		2.711.572	-	2.711.572	-
Finanziamenti verso altri:					
- tasso fisso		6.541.930	-	6.541.930	-
- tasso variabile		-	-	-	-
Totale		6.541.930	-	6.541.930	-
Totale		-	-	-	-

50. 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 2019:

Migliaia di euro

Ricavi							
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore crediti	Oneri finanziari
Controllante:	-	-	-	-	23.272	-	51.869
Enel SpA	-	-	-	-	23.272	-	51.869
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	22.192	3.625.173	-	19.165	297.752	26.047	342.076
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1.943.954	-	19.154	928	-	-
Enel Energia SpA	-	1.602.953	-	-	1.926	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	4.901	3.927	-	-	13.773	(9)	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	339.146
Enel Italia Srl	-	357	-	11	280.881	25.860	2.930
Open Fiber SpA	-	65.566	-	-	8	(18)	-
Endesa Distribucion Electrica SL	6.069	832	-	-	-	(11)	-
Endesa Ingegneria SA	-	(185)	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	777	-	-	-	(2)	-
Enel Produzione SpA	-	2.868	-	-	100	(2)	-
E-Distributie Muntenia SA	5.385	848	-	-	46	(9)	-
Enel Trade SpA	-	118	-	-	-	-	-
Enel Servicii Comune SA	-	(14)	-	-	-	(9)	-
E-Distributie Banat SA	2.760	864	-	-	-	(2)	-
E-Distributie Dobrogea SA	2.312	849	-	-	-	(2)	-
Electrica Cadiz SA	162	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	603	1.459	-	-	90	251	-
Altre parti correlate:	-	165.383	-	-	1.785.295	-	14.647
GSE	-	4.420	-	-	11	-	537
GME	-	-	-	-	182.284	-	-
Poste Italiane	-	-	-	-	57	-	-
ENI	-	258	-	-	15.633	-	-
Terna	-	9.550	-	-	1.005	-	4
Fopen	-	-	-	-	17.203	-	-
Fondenel	-	-	-	-	513	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	74.928	-	-	150	-	-
Gruppo Finmeccanica	-	-	-	-	157	-	-
Gruppo CdP	-	74.801	-	-	1.567.543	-	14.106
Anas	-	1	-	-	13	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	-	34	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	632	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	10	-	-	12	-	-
Altre	-	1.415	-	-	48	-	-
Totale	22.192	3.790.556	-	19.165	2.106.319	26.047	408.592

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2018

Migliaia di euro

Ricavi							
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Impairment e ripristino di valore crediti	Oneri finanziari
Controllante:	-	166	3	-	8.281	(1)	52.926
Enel SpA	-	166	3	-	8.281	(1)	52.926
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	33.060	3.715.823	-	21.636	325.568	(60)	341.309
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	2.150.591	-	21.636	1.353	-	-
Enel Energia SpA	-	1.516.955	-	-	1.566	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	1.179	6.152	-	-	17.699	6	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	341.309
Enel Italia Srl	-	215	-	-	304.355	-	-
Open Fiber SpA	-	27.668	-	-	11	18	-
Endesa Distribucion Electrica SL	20.233	5.472	-	-	-	(65)	-
Endesa Ingegneria SA	-	(176)	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	743	-	-	64	2	-
Enel Produzione SpA	-	2.379	-	-	187	(3)	-
E-Distributie Muntenia SA	4.893	1.088	-	-	179	(5)	-
Enel Trade SpA	-	1.215	-	-	-	-	-
Enel Servicii Comune SA	-	-	-	-	-	(6)	-
E-Distributie Banat SA	3.094	860	-	-	18	(2)	-
E-Distributie Dobrogea SA	2.795	858	-	-	-	(4)	-
Electrica Cadiz SA	161	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	705	1.803	-	-	136	(1)	-
Altre parti correlate:	-	285.927	-	-	1.965.793	-	8.298
GSE	-	-	-	-	24	-	8.298
GME	-	-	-	-	398.112	-	-
Poste Italiane	-	30.235	-	-	-	-	-
ENI	-	45.959	-	-	4	-	-
Terna	-	15.213	-	-	1.541.606	-	-
Fopen	-	-	-	-	18.235	-	-
Fondenel	-	-	-	-	580	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	82.721	-	-	1.046	-	-
Anas	-	1.329	-	-	1.254	-	-
Expo 2015 SpA	-	-	-	-	7	-	-
Gruppo MPS	-	1	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	684	-	-
Altre	-	110.470	-	-	4.241	-	-
Totale	33.060	4.001.916	3	21.636	2.299.642	(61)	402.533

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2019:

	Stato Patrimoniale																	Altre informazioni			
	Attività materiali e acconti	Attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Fondo svalutazione 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	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Controllante:	-	-	5.663	4	-	53.665	-	-	-	140.883	74.826	-	-	22.555	19.132	22.431	-	80.942	-	-	-
Enel SpA	-	-	5.663	4	-	53.665	-	-	-	140.883	74.826	-	-	22.555	19.132	22.431	-	80.942	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	153.972	-	-	1.549.972	-	-	433	-	5.605.066	-	-	1.501.724	228	149.041	-	90.945	214.189	15.945	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	708.459	-	-	-	-	-	-	-	994.287	228	19.414	-	-	106.610	9.739	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	779.142	-	-	-	-	-	-	-	359.226	-	773	-	-	68.049	6.198	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	-	-	5.500.000	-	-	-	-	-	-	65.929	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	-	-	-	5.848	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.386	-	-	-	-	-	-	-
Enel Italia Srl	128.972	-	-	596	-	-	177	-	105.066	-	-	82	-	114.054	-	25.016	-	6	-	-	-
Endesa Distribucion Electrica SL	-	-	-	6.494	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	618	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303	-	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	1.483	-	-	-	-	-	-	-	2	-	1.217	-	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	-	(3.464)	-	-	201	-	-	-	-	2.497	-	1.050	-	-	546	2	-	-	-
E-Distributie Muntenia SA	-	-	-	7.646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	238	-	-	-	-	-	-	-
Open Fiber SpA	25.000	-	-	29.936	-	-	55	-	-	-	-	142.905	-	6.803	-	-	37.947	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	-	-	143	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	-	4.743	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	-	2.772	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	-	-	-	1.898	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	-	-	-	166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	-	-	-	1.582	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-	-	-	-	-
Enel.Si Srl	-	-	-	287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	2.241	-	-	-	-	-	-	-	2.725	-	682	-	-	419	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	70	11	23.530	-	-	32.186	-	-	714.667	-	8.440	-	1.201.040	-	89.368	862	31.454	51	154.776	12.862
GSE	-	-	10	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	792.035	-	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	-	23.421	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-
ENI	-	-	-	-	-	-	7.022	-	-	-	-	1.505	-	6.072	-	-	160	4.215	-	-	6.998
Terna	-	-	-	12.926	-	-	-	-	-	-	-	770	-	264.429	-	-	86	8.170	-	-	300
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.843	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	-	140	-	-	418	-	-	-	-	941	-	441	-	-	99	5.966	3	29.436	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33	-	-	-	-	-	-	4.143
Gruppo CdP	-	-	-	7.835	-	-	35	-	-	714.667	-	123	-	131.200	-	89.333	14	1.228	2	125.340	1.414
Anas	-	-	1	-	-	-	1.290	-	-	-	-	10	-	3.350	-	-	1	2.828	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	7	20	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.376	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	70	-	2.605	-	-	-	-	-	-	-	5.023	-	102	-	35	495	184	46	-	7
Totale	153.972	70	5.674	1.573.506	-	53.665	32.619	-	5.605.066	855.550	74.826	1.510.164	228	1.372.636	19.132	202.744	215.051	128.341	51	154.776	12.862

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2018

	Stato Patrimoniale																Altre informazioni						
	Attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Fondo svalutazione 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	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti tributari	Altri debiti finanziari	Passività finanziarie correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti			Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni	
Controllante:	54	5.459	166	-	369.626	76.122	28.495	-	97.922	79.806	-	-	9.814	-	23.434	-				55	-	-	-
Enel SpA	54	5.459	166		369.626	76.122	28.495	-	97.922	79.806	-	-	9.814	-	23.434	-				55	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Società del Gruppo	-	-	1.450.389	-	-	33.403	-	5.500.000	-	-	1.469.834	244	172.769	-	65.929	203.399				1.752	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	711.730		-	-	-	-	-	-	1.058.278	244	21.662	-	-	104.171				1.681	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	684.806		-	-	-	-	-	-	326.453	-	1.955	-	-	56.984				63	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-		-	-	-	5.500.000	-	-	-	-	-	-	65.929	-				-	-	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	-	-	2.985		-	-	-	-	-	-	-	-	17.628	-	-	-				-	-	-	-
Enel Italia Srl	-	-	438		-	177	-	-	-	-	90	-	127.411	-	-	-				6	-	-	-
Endesa Distribucion Electrica SL	-	-	9.318		-	-	-	-	-	-	-	-	15	-	-	618				-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	255	-	-	-				-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	1.358		-	-	-	-	-	-	2	-	81	-	-	-				-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	-	3.039		-	-	-	-	-	-	2.715	-	1.141	-	-	608				2	-	-	-
E-Distributie Muntenia SA	-	-	7.799		-	-	-	-	-	-	-	-	451	-	-	-				-	-	-	-
Open Fiber SpA	-	-	10.195		-	62	-	-	-	-	80.041	-	1.525	-	-	40.692				-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	-	249		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	4.894		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	4.228		-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-				-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	-	-	2.119		-	-	-	-	-	-	-	-	91	-	-	-				-	-	-	-
Enel Energie SA	-	-	166		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	-	-	2.417		-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	-	-				-	-	-	-
Enel.Si Srl	-	-	205		-	33.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	4.443		-	-	-	-	-	-	2.255	-	456	-	-	326				-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	1	33.461	-	-	9.243	-	-	804.000	-	-	5.539	834.418	-	89.374	-				35.498	525	169.096	35.742
GSE	-	-	22		-	-	-	-	-	-	-	-	825.664	-	-	-				-	-	11	118
GME	-	-	-		-	7.840	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	77		-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-				-	2	10.786	-
ENI	-	0	217		-	902	-	-	-	-	-	-	1.178	-	-	-				3.124	-	141.571	24.430
Terna	-	-	5.595		-	1	-	-	-	-	-	-	3.697	-	-	-				9.281	-	-	731
Fopen	-	-	4		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				8.864	-	-	-
Fondenel	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	0	11.657		-	244	-	-	-	-	-	-	501	-	-	-				52	3	16.445	-
Infratel Italia SpA	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				50	-	-	-
Anas	-	1	1.989		-	257	-	-	-	-	-	-	3.339	-	-	-				-	459	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				21	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	3		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	226	-	-	-				-	-	-	-
Altre	-	-	13.895		-	-	-	-	804.000	-	-	5.539	(188)	-	89.374	-				14.105	62	283	10.463
Totale	54	5.460	1.484.016	-	369.626	118.768	28.495	5.500.000	901.922	79.806	1.469.834	5.783	1.017.001	-	178.737	203.399				37.305	525	169.096	35.742

Le attività finanziarie correnti verso Enel S.p.A. riguardano essenzialmente 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. 22.

I debiti e gli oneri verso Enel Finance International N.V. sono relativi ai finanziamenti a medio/lungo termine ricevuti nel corso del 2012 (per maggiori informazioni in merito ai finanziamenti si rinvia alla Nota di commento n. 46).

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 91 migliaia, si riferiscono esclusivamente ai compensi dei sindaci; infatti, gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono alcun compenso.

51. Impegni contrattuali e garanzie

Il saldo e le variazioni sono riportati di seguito:

	al 31.12.2019	al 31.12.2018	2019-2018
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	287.196	274.527	12.669
- appalti	1.290.590	913.337	377.253
- ordini	1.013.423	1.361.752	(348.329)
- altri acquisti	223.894	558.240	(334.346)
Totale	2.527.907	2.833.329	(305.422)
TOTALE	2.815.103	3.107.856	(292.753)

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 287.196 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, per conto della Società, a favore di terzi essenzialmente per la partecipazione a gare e/o appalti, per l'ottenimento di anticipi su contributi relativi a progetti finanziati dal MISE e/o da Regioni e per lo svolgimento di lavori connessi alla costruzione di linee elettriche o cabine (euro 274.527 migliaia al 31 dicembre 2018). Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni.

52. 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 2019 i giudizi pendenti risultano essere circa 1.225. 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. Con successiva ordinanza resa in data 12 luglio 2017 il Giudice ha rigettato le richieste istruttorie ed ha rinviato all'udienza del 25 novembre 2019 al termine della quale, considerate le deduzioni svolte dalle parti, ha fissato l'udienza dell'11 maggio 2020 per discutere e decidere sull'istanza di revoca della ordinanza istruttoria formulata da e-distribuzione S.p.A.

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.

La Corte di appello di Roma, con sentenza n. 6339/2018 del 9.10.2018, ha rigettato l'appello di Cattolica e anche gli appelli incidentali proposti dalle altre parti presenti in giudizio.

Avverso tale sentenza, e-distribuzione ha proposto ricorso per cassazione, notificato in data 7 novembre 2019, confutando la definizione data dal collegio al concetto di «sentenze definitive». Hanno proposto ricorso incidentale, oltre a Cattolica, anche le società retrocessionarie SCOR S.E. - QBE UK Ltd - Hannover Rueck Re - AXA - Munchener - Zurich ed Enel Insurance.

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 2017, la Direzione Sanzioni e Impegni dell'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 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. il 27 ottobre 2017, ha presentato all'ARERA un set di impegni volti a chiudere il procedimento sanzionatorio senza accertamento dell'infrazione e senza irrogazione di sanzione e che prevedono:

- 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;
- l'introduzione di un termine massimo pari a 5 gg lavorativi per l'invio dei solleciti funzionali all'annullamento delle pratiche;
- 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;
- 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.;

- la rappresentazione grafica sul proprio sito internet, con aggiornamento mensile, del grado di saturazione della rete a livello delle singole cabine primarie;
- l'integrazione del portale produttori con nuove funzionalità relative al *tracking* della singola pratica;
- la formazione del personale e-distribuzione sugli adempimenti previsti dagli impegni in questione al fine di evitare la saturazione virtuale della rete;
- la segnalazione alla competente funzione di audit di gravi violazioni delle disposizioni del TICA volte a contenere la saturazione virtuale della rete.

Con delibera 185/2019/S/eel l'ARERA ha approvato e reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione S.p.A.

Avvio di procedimento sanzionatorio in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile

Con determina DSAI/60/2018/eel del 2 ottobre u.s., la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. contestando la violazione di alcune disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile. In particolare, a valle di alcune verifiche ispettive svoltesi ad ottobre 2017, la Direzione Sanzioni e Impegni ha contestato che: (i) non sarebbero stati rispettati i requisiti di indipendenza di un membro del "responsabile della conformità"; (ii) non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza di gestione con riferimento all'esternalizzazione dei servizi di staff verso Enel Italia; anche con riferimento ai contratti di finanziamento con Enel Finance International non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza in quanto non sarebbero stati rinegoziati i tassi di interesse e in quanto le risorse relative ai finanziamenti risulterebbero superiori agli investimenti realizzati dal 2013 in poi; (iii) in generale, per i contratti di servizio ivi compresi quelli di finanziamento, non sarebbe stato rispettato il principio del prezzo di libera concorrenza (iv) non sarebbe stata prodotta la documentazione completa che evidenzia le modalità di calcolo dei prezzi unitari..

e-distribuzione ha trasmesso la propria memoria difensiva il 22 gennaio 2019. Successivamente l'Autorità nell'ambito dello stesso procedimento ha richiesto ulteriori informazioni che sono state inviate il 12 giugno 2019.

Avvio di procedimento sanzionatorio in materia di continuità del servizio di distribuzione

Con determina DSAI/62/2018/eel del 25 ottobre u.s., la Direzione Sanzioni e Impegni dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. in materia di continuità del servizio di distribuzione. In particolare, a seguito della verifica ispettiva svoltasi nel settembre 2017 presso la sede territoriale di Palermo, la Direzione Sanzioni e Impegni ha rilevato che, in caso di chiamate di pronto intervento da parte di clienti che non si trovino fisicamente in prossimità del contatore, e-distribuzione invita il cliente a richiamare quando si troverà fisicamente presso il contatore e, in caso di guasto di responsabilità del distributore, registra l'istante di inizio dell'interruzione con decorrenza da tale seconda chiamata. Secondo ARERA tale condotta viola l'art. 8, comma 3 del TIQE e il punto 6.4 delle Istruzioni Tecniche per la corretta registrazione delle interruzioni, secondo cui l'istante di inizio delle interruzioni è da riferire alla prima segnalazione di guasto tramite chiamata telefonica.

Il 23 novembre 2019, e-distribuzione ha presentato un set di impegni volto a chiudere il procedimento sanzionatorio senza accertamento dell'infrazione e senza irrogazione di sanzione e che prevedono:

1. Implementazione di due ulteriori modalità per i clienti di segnalazione dei guasti tramite chatbot (EDDIE e Messenger);
2. Standardizzazione e mappatura, secondo cluster definiti, delle tipologie di guasto comunicate dai clienti al Servizio Segnalazione Guasti (SSG) e predisposizione di un report annuale sulle principali anomalie registrate in relazione ai contatori;
3. Interrogazione da remoto del contatore da parte dell'operatore del SSG, in occasione della prima chiamata da parte del cliente che non si trova fisicamente presso il punto di fornitura, al fine di verificare lo stato di alimentazione del contatore).
4. Formazione del personale addetto all'SSG sulle attività previste dagli impegni in questione.
5. Versamento di un contributo forfettario a favore del sistema.

Con delibera 334/2019/S/eel l'Autorità ha approvato e reso obbligatori gli impegni presentati da e-distribuzione S.p.A.

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 state emesse 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. Le decisioni emesse da diversi Tar nel corso del 2018 hanno confermato l'orientamento giurisprudenziale sopraindicato procedendo all'annullamento dei regolamenti oggetto di impugnativa.

53. Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125 e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da enti ed amministrazioni pubbliche italiane, nonché le erogazioni concesse da e-distribuzione S.p.A. a imprese, persone ed enti pubblici e privati.

L'informativa tiene conto:

- (i) delle erogazioni ricevute da soggetti pubblici/entità statali italiani; e
- (ii) delle erogazioni concesse da parte della Società a soggetti pubblici o privati residenti o stabiliti in Italia.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo superiore a euro 10.000 effettuate da e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2019, anche tramite una pluralità di transazioni economiche.

Il criterio di rilevazione utilizzato è quello cosiddetto di cassa.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 3-quater del Decreto legge 14 dicembre 2018, n. 135, convertito dalla legge 11 febbraio 2019, n. 12, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

In aggiunta al predetto regime di pubblicità, per le erogazioni ricevute, si ritiene di indicare le seguenti ulteriori fattispecie:

Migliaia di euro

Ente erogante	Incentivi incassati nel 2019	Descrizione del contributo incassato
Regione Emilia Romagna	1.067	Contributo incassato nell'ambito del finanziamento D.L. 74/2012- Interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012 in Emilia Romagna
MIUR	183	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto Internet of Energy, finanziato nell'ambito del bando Artemis - Joint Undertaking.
Regione Puglia	21	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per il progetto Progetto UCCSM-CLUSTER TECNOLOGICI , finanziato nell'ambito del FSC 2007-2013 "Cluster Tecnologici Regionali" - Aiuti a sostegno dei Cluster Tecnologici Regionali
Regione Marche	86	Contributo incassato nell'ambito del finanziamento OCDPC n. 437/2017- Interventi urgenti di protezione civile conseguenti agli eccezionali fenomeni meteorologici che hanno interessato il territorio delle Regioni Lazio, Marche e Umbria a partire dalla seconda decade del mese di gennaio 2017

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

Ente beneficiario	Incentivi erogati nel 2019	Descrizione del contributo erogato
Enel Cuore Onlus	610	20% Contributo liberale 2019
Enel Cuore Onlus	2.600	80% a saldo Contributo liberale 2018
Fondazione Centro Studi Enel	1.655	50% Contributo liberale 2019
Fondazione Centro Studi Enel	1.590	50% a saldo Contributo liberale 2018

54. Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei principi, modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia per la Società è successiva al 31 dicembre 2019:

- > “IFRS 17 – *Insurance Contracts*”, emesso a maggio 2017. Il principio sarà applicabile, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- > “*Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards*”, emesso a marzo 2019. Il documento delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al Conceptual Framework revised. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del “*Revised Conceptual Framework for Financial Reporting*”, emesso a marzo 2018, che prevede alcuni concetti nuovi, offre migliori definizioni e criteri di rilevazione e chiarisce alcuni concetti importanti.
- > “*Amendments to IFRS 3 – Definition of a business*”, emesso a ottobre 2018 per supportare le società a valutare se un insieme di attività e beni acquistati rappresenti un business. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- > “*Amendments to IAS 1 and IAS 8 – Definition of Material*”, emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di “materialità” fra principi e chiarirne alcuni aspetti. La nuova definizione prevede quanto segue: “l'informazione è da considerarsi materiale se si può ragionevolmente prevedere che una sua omissione, errata presentazione od oscuramento influenzi le decisioni adottate dagli utilizzatori primari dei bilanci sulla base di tali bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie su una specifica società”. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2020 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.
- > “*Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7 - Interest Rate Benchmark Reform*” prevede delle modifiche alle disposizioni in tema di hedge accounting e alcuni obblighi di informazioni aggiuntive durante il periodo di transizione (ossia, fino alla definizione di un Interest Rate Benchmark alternativo ufficiale). Al riguardo, va notato che la Riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti dell'hedge accounting e la posizione finanziaria netta quando saranno definiti i tassi alternativi.
- > “*Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture*”, emesso a settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint ventures. Le modifiche confermano che il trattamento contabile varia a seconda che le attività vendute o conferite a una società collegata o joint venture costituiscano un ‘business’ (come definito dall'IFRS 3). Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di

prima applicazione delle modifiche in oggetto; è consentita una applicazione anticipata purché le modifiche vengano applicate prospetticamente.

> “*Amendments to IAS 1 - Classification of Liabilities as Current or Non-current*”, emesso a gennaio 2020. Le modifiche interessano le previsioni dello IAS 1 relativamente alla presentazione delle passività. Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono:

- i criteri per classificare una passività come corrente o non corrente, specificando che il diritto di una società a differire il regolamento deve esistere alla data di riferimento;
- che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management su quando una società eserciterà il suo diritto di differire il regolamento di una passività;
- come le condizioni di prestito influenzano la classificazione; e
- che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altre attività o servizi.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi con inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

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

55. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Conferimento della partecipazione di e-distribuzione S.p.A. da Enel S.p.A. ad Enel Italia S.p.A.

Si segnala che dal 1° gennaio 2020 è diventato efficace il conferimento da Enel S.p.A. a Enel Italia S.r.l. (dal 1° febbraio 2020 Enel Italia S.p.A.) del 100% della partecipazione di e-distribuzione S.p.A.

L'attività di direzione e coordinamento continuerà ad essere esercitata dalla società Enel S.p.A.

Pandemia da Coronavirus (COVID-19)

L'epidemia del nuovo Coronavirus (COVID-19) è iniziata a Wuhan, in Cina, ed è stata segnalata per la prima volta dalle autorità nazionali all'Organizzazione Mondiale della Sanità il 30 dicembre 2019. Fino dalle prime settimane del 2020, pur in presenza di una forte sensibilizzazione sul tema da parte di organizzazioni internazionali, l'epidemia appariva circoscritta solo ad alcune aree del sud est asiatico e del Medio Oriente, interessando esclusivamente talune regioni della Cina, la Corea del Sud e l'Iran. Nella seconda metà di febbraio, i primi sporadici casi conclamati di COVID-19 in Italia hanno dato inizio ad una seconda fase dell'epidemia, con una rapida escalation della sua diffusione in ambito europeo.

Recentemente, l'Organizzazione Mondiale della Sanità ha confermato che l'emergenza sanitaria legata al COVID-19 ha assunto la connotazione di pandemia e, a poco più di due mesi dalla sua iniziale segnalazione, il numero di casi identificati al di fuori della Cina ha superato complessivamente quelli segnalati all'interno del paese in cui l'epidemia si è generata. Ciò è dovuto alla crescente diffusione del virus in Europa, dove Italia e Spagna annoverano ad oggi il maggior numero di contagi, dalla rapida ascesa negli Stati Uniti, nonché dal diffondersi dei primi focolai in America Latina e Africa.

Per contenere gli effetti del contagio, in attesa che la sperimentazione medica giunga all'individuazione di un vaccino somministrabile all'uomo, i governi dei diversi paesi hanno adottato numerose misure di contenimento,

essenzialmente volte alla restrizione dei liberi spostamenti delle persone, che potranno essere mantenute, oppure incrementate, sulla base della futura diffusione del virus.

A tale riguardo, la società e-distribuzione S.p.A. ha istituito un Comitato di Crisi in coordinamento con la Task Force del Gruppo Enel e ha emanato linee guida volte ad assicurare il rispetto dei provvedimenti introdotti in ambito locale e intrapreso numerose azioni al fine di adottare le procedure più idonee a prevenire e/o mitigare gli effetti del contagio in ambito lavorativo.

In particolare, la gestione della continuità aziendale è assicurata soprattutto grazie a:

- l'estensione al personale che svolge attività remotizzabile della modalità di lavoro agile (smart working), che consente di lavorare da remoto a parità di livelli di efficienza ed efficacia;
- l'utilizzo di infrastrutture digitalizzate con sistemi di controllo e monitoraggio ridondanti che consentono di assicurare la continuità del servizio elettrico e di gestire da remoto tutte le attività relative al rapporto con il cliente.

In sintesi, le misure adottate dalla società e-distribuzione, quale concessionaria del servizio di distribuzione di energia elettrica, finalizzate a contenere il rischio della propagazione e del contagio dal COVID-19, in linea con le prescrizioni impartite dalle competenti Autorità e con l'esigenza di garantire la continuità del servizio elettrico, possono essere classificate come di seguito:

- azioni di prevenzione implementate nei confronti del personale della Società per ridurre l'esposizione al contagio del COVID-19, tra cui l'estensione dello Smart Working a tutto il personale le cui attività possono essere svolte da remoto e la dotazione dei Dispositivi di Protezione individuale;
- definizione di linee guida e istruzioni operative per la tutela della salute dei lavoratori e per la gestione delle attività in campo;
- limitazione temporanea delle attività operative alle sole attività essenziali e contestuale riduzione della forza lavoro in campo con adozione dello scaglionamento dell'orario di ingresso del personale operativo al fine di limitarne la compresenza;
- disposizioni in materia di gestione di siti sensibili quali i Centri Operativi (cc.dd. Centri Operativi della rete, in breve CO) sia in relazione alla tutela della salute del personale specialistico sia in relazione all'attivazione di un sistema di gestione ridondante da remoto della rete elettric;
- definizione piano di approvvigionamento dei materiali necessari (Dispositivi di Protezione Individuale) per affrontare l'emergenza sanitaria al fine di garantire l'espletamento delle attività lavorative;
- informativa ai contrattisti e ai fornitori in merito alle misure adottate dalla Società.

In osservanza delle recenti raccomandazioni dell'ESMA dell'11 marzo 2020, e-distribuzione ha avviato delle analisi interne volte ad una valutazione degli impatti reali e potenziali del COVID-19 sulle attività di business, sulla situazione finanziaria e sulla performance economica. In particolare, per la Società tali valutazioni riguardano principalmente:

- previsione degli impatti di natura macroeconomica sulle principali aree di interesse;
- previsione degli impatti sulla domanda elettrica in Italia;
- analisi dei possibili ritardi sulle forniture e sugli appalti, influenzati dalle diverse misure di contenimento del virus adottate dai Paesi di appartenenza dei diversi fornitori.

Sulla base delle attuali informazioni disponibili, in uno scenario in continua evoluzione, è attivo un monitoraggio costante delle modifiche delle variabili macroeconomiche e di business per avere disponibile in tempo reale la

miglior stima dei potenziali impatti sulla Società e permetterne la mitigazione con dei piani di reazione/contingency.

Grazie al proprio modello di business, ad una solida struttura finanziaria, nonché al livello di digitalizzazione raggiunto che permette di garantire la continuità delle proprie attività operative con lo stesso livello di servizio, non si hanno al momento evidenze di impatti significativi dal COVID-19 sulla Società.

56. 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 SpA		
Revisione contabile	- EY SpA	381
Altri servizi:		
- Certificazione costi sostenuti per il contenimento delle perdite commerciali di rete (ai sensi art. 26 delibera ARERA n. 377/2015) - EY SpA	- EY SpA	35
- Certificazione per la fruizione del credito di imposta per le spese di formazione 4.0	- EY SpA	8
- Svolgimento procedure di verifica previste da contratto-quadro di cessione di crediti	- EY SpA	25
- Unbundling	- EY SpA	38
Totale		487

57. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2018 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	2018
Ricavi	53
Costi	(55)
Proventi da partecipazioni	3.567
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(403)
Imposte	(184)
UTILE DELL'ESERCIZIO	3.456

Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2018

ATTIVITA'

Attività non correnti

Attività materiali e immateriali	56
Partecipazioni	45.715
Attività finanziarie non correnti	929
Altre attività non correnti	422
Totale	47.122

Attività correnti

Crediti commerciali	191
Attività finanziarie correnti	1.952
Altre attività correnti	433
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.007
Totale	4.583

TOTALE ATTIVITA'	51.705
-------------------------	---------------

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'

PATRIMONIO NETTO	27.943
-------------------------	---------------

Passività non correnti

Finanziamenti a lungo termine	13.397
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	409
Passività finanziarie non correnti	1.395
Altre passività non correnti	12
Totale	15.213

Passività correnti

Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	5.807
Debiti commerciali	82
Passività finanziarie correnti	631
Altre passività correnti	2.029
Totale	8.549

TOTALE PASSIVITA'	23.762
--------------------------	---------------

TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	51.705
---	---------------

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 8 ottobre 2019 è stata rivista la composizione dell'Organismo di Vigilanza 231.

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.

Nel corso del 2019 l'Organismo di Vigilanza (“OdV”) ha monitorato e vigilato sull'effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo di cui al decreto legislativo n. 231/2001, evidenziando l'adeguatezza del disegno del sistema di controllo interno, posto a presidio dei rischi reato esemplificati nelle singole Parti Speciali del Modello 231, e la corretta attuazione di prassi, procedure e policy aziendali.

Nel corso del 2019 la Società ha approvato:

- l'aggiornamento della **Parte Generale del Modello**, al fine di tenere in considerazione le modifiche intervenute sulla composizione dell'Organismo di Vigilanza e sull'assetto delle informative previste nei confronti dello stesso Organismo, oltre alla ridefinizione di alcuni reati potenzialmente realizzabili nell'ambito della Società, in coerenza con la mappatura e l'analisi delle Aree a Rischio;

- l'aggiornamento della **Parte Speciale A** (Reati nei rapporti con la Pubblica Amministrazione e Reato di induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità Giudiziaria), al fine di prevedere nel novero dei reati presupposto il reato di "Traffico di influenze illecite" (art. 346-bis c.p.);
- l'aggiornamento della **Parte Speciale B** (Reati societari), al fine di recepire le modifiche apportate dalla L. 69/2015 in tema di "false comunicazioni sociali" e di specificare le aree a rischio e le attività sensibili con una focalizzazione al business della Società;
- l'aggiornamento della **Parte Speciale F** (Reati di omicidio colposo e lesioni gravi o gravissime commessi con violazione delle norme sulla tutela della salute e della sicurezza sul lavoro), al fine di recepire i nuovi presidi relativi alle norme aziendali volte ad assicurare un livello adeguato ed omogeneo di protezione del personale con l'introduzione della nuova area a rischio relativa alla "realizzazione di trasferte sul territorio nazionale ed estero" e di specificare le aree a rischio e le attività sensibili con una focalizzazione al business della Società;
- l'aggiornamento della **Parte Speciale M** (Reato di corruzione tra privati e Reato di istigazione alla corruzione tra privati), al fine di recepire le previsioni della Legge 9 gennaio 2019 n.3 in materia di "Misure per il contrasto dei reati contro la pubblica amministrazione, nonché in materia di prescrizione del reato e in materia di trasparenza dei partiti e movimenti politici" e di specificare le aree a rischio e le attività sensibili con una focalizzazione al business della Società.

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 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 della 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. Nel corso del 2019 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato la sostituzione del responsabile Legal and Corporate Affairs di e-distribuzione con il responsabile Compliance di Enel Spa.

Al “Responsabile della Conformità” è stato conferito ogni più ampio potere con riguardo allo svolgimento dei compiti allo stesso attribuiti dalla normativa unbundling.

Certificazione Anti-bribery

La Società, in aggiunta ai presidi di controllo già presenti in materia di corruzione, ha deciso di implementare un sistema di gestione della prevenzione della corruzione secondo la norma UNI ISO 37001:2016. Il 12 ottobre 2018 la Società ha ottenuto la certificazione in materia anti-bribery, mantenuta anche nel 2019 con il riesame annuale.

Relazioni

Relazione della Società di Revisione

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'azionista 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 2019, 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 2019, 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 ai principi di revisione internazionali (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 2019, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

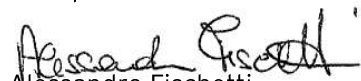
Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2019 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di 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 2019 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, 3 aprile 2020

EY S.p.A.



Alessandro Fischetti
(Revisore Legale)

Relazione del Collegio Sindacale

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019 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.

Al Socio Unico.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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 ha visto attuata una semplificazione della governance, in linea con quanto deciso nell'ambito del Gruppo Enel, prevedendo la gestione della Società da parte di un Consiglio di Amministrazione composto da tre membri e l'attribuzione della titolarità di "Gestore Indipendente",*



nell'ambito del medesimo Consiglio di Amministrazione, ad un organismo monocratico;

- *la Società ha operato nel 2019 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 ed in genere nei sistemi di Gestione per la Prevenzione della Corruzione (secondo la norma UNI ISO 37001/2016), nella Politica sui Diritti Umani, nel Regolamento Generale*



sulla Protezione dei Dati UE n. 2016/679 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. Risulta operante presso la Società l'organo denominato "Responsabile di Conformità" al quale sono conferiti i più ampi poteri in merito allo svolgimento dei compiti ad esso attribuiti dalla normativa "unbundling". Il Collegio Sindacale ha incontrato i rappresentanti della EY 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 EY 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., che esercita a decorrere dal 1° gennaio 2020 un controllo "indiretto", essendo la controllante diretta la Società Enel Italia S.p.A..

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

La revisione legale è affidata alla EY 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, la gestione dei rischi ("risk management"), le attività e passività potenziali, l'informativa sulle erogazioni pubbliche ai sensi della L. 124/2017, i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio – con particolare evidenza dell'emergenza epidemiologica da COVID-19 - nonché i dati dell'ultimo bilancio approvato dalla società capogruppo (Enel S.p.A.) che esercita l'attività di direzione e*



coordinamento.

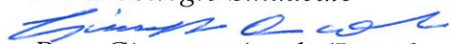
▪ **Conclusioni**

Considerando le risultanze dell'attività svolta dalla EY 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 2019 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 2019, così come redatto dagli Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio di Euro 1.586.066.131,58.

La presente relazione, in considerazione delle difficoltà operative legate alla diffusione pandemica del COVID-19 e dei provvedimenti normativi restrittivi che condizionano la libera circolazione delle persone, viene sottoscritta su mandato del Collegio Sindacale, come previsto dal Documento pubblicato dal CNDCEC nel marzo 2020, dal solo Presidente del Collegio.

Roma, 3 aprile 2020

Per il Collegio Sindacale


Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)



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.