

Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2020



Indice

Organi sociali	5
Relazione sulla gestione	7
L'esercizio 2020 in sintesi	8
Eventi di rilievo del 2020	10
Impatti da Covid-19.....	15
Quadro normativo e tariffario.....	18
Andamento operativo	30
Politica ambientale.....	55
Risultati economico-finanziari.....	76
Prevedibile evoluzione della gestione	88
Altre informazioni	91
Bilancio d'esercizio	93
Conto Economico.....	93
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio.....	94
Stato Patrimoniale.....	95
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	97
Rendiconto finanziario.....	98
Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020	99
1. Forma e contenuto del Bilancio	99
2. Principi contabili e criteri di valutazione	100
3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni	134
4. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative.....	135
Informazioni sul Conto Economico	136
5. Ricavi	136
6. Altri proventi operativi	145
7. Materie prime e materiali di consumo	148
8. Servizi	149
9. Costo del personale	152
10. Ammortamenti e impairment	153
11. Altri costi operativi	154
12. Costi per lavori interni capitalizzati	156
13. Proventi da partecipazioni	156
14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	156
15. Proventi/(Oneri) finanziari	157
16. Imposte	158
Informazioni sullo Stato Patrimoniale	160

17.	Immobili, impianti e macchinari	160
18.	Leasing operativo	164
19.	Attività immateriali	167
20.	Attività per imposte differite - Passività per imposte differite	170
21.	Partecipazioni	172
22.	Derivati	172
23.	Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	173
24.	Altre attività non correnti	174
25.	Rimanenze	175
26.	Crediti commerciali	176
27.	Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	179
28.	Crediti per imposte sul reddito	180
29.	Altri crediti tributari	181
30.	Crediti finanziari e titoli a breve termine	181
31.	Altre attività finanziarie correnti	182
32.	Altre attività correnti	182
33.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	183
34.	Patrimonio netto	184
35.	Finanziamenti	188
36.	Benefici ai dipendenti	189
37.	Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)	195
38.	Altre passività non correnti	197
39.	Debiti commerciali	197
40.	Passività contrattuali	199
41.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	200
42.	Debiti per imposte sul reddito	201
43.	Altri debiti tributari	201
44.	Altre passività finanziarie correnti	202
45.	Altre passività correnti	203
46.	Strumenti finanziari per categoria	204
47.	Risk management.....	217
48.	Derivati e Hedge Accounting	225
49.	Fair value measurement	233
50.	Operazioni con le parti correlate	236
51.	Impegni contrattuali e garanzie.....	242
52.	Attività e Passività potenziali.....	242
53.	Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017	245
54.	Principi contabili di futura applicazione	246
55.	Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	248
56.	Compensi alla Società di Revisione.....	249
57.	Attività di direzione e coordinamento	249

Corporate governance	251
Proposte all'Assemblea	254
Relazioni.....	255
Relazione della Società di Revisione	256
Relazione del Collegio Sindacale.....	262

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Amministratore Delegato</i> Vincenzo Ranieri	<i>Presidente^[1]</i> Ludovica Maria Vittoria Parodi Borgia	<i>Consiglieri</i> Angelo Scipioni
---	---	--

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i> Giuseppe Ascoli	<i>Sindaci effettivi</i> Anna Rosa Adiutori Eugenio Vaccari	<i>Sindaci Supplenti</i> Antonella Bientinesi Francesco Mariani
---	---	---

Società di Revisione^[2]

KPMG S.p.A.

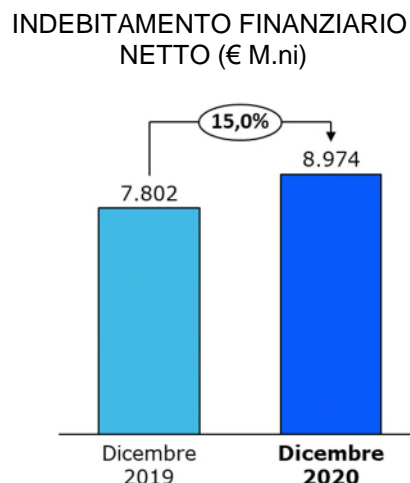
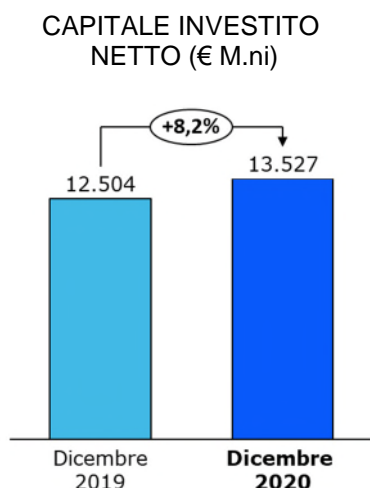
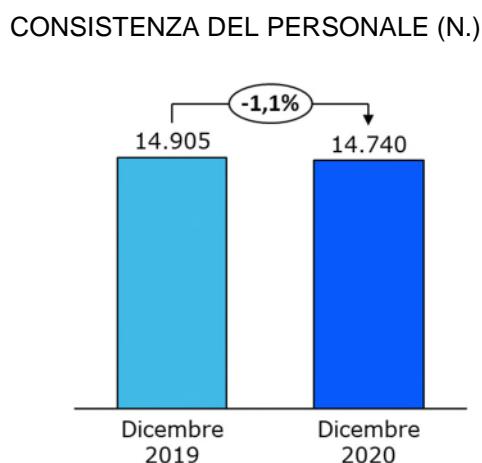
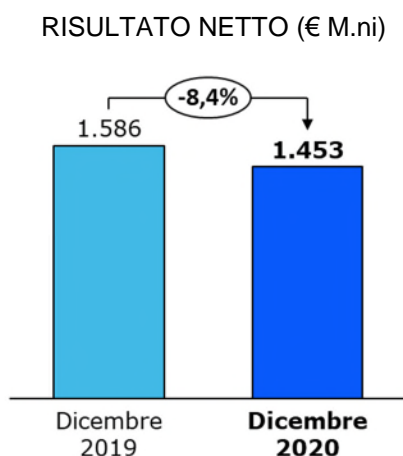
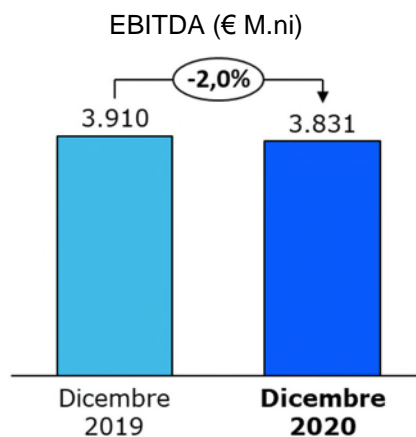
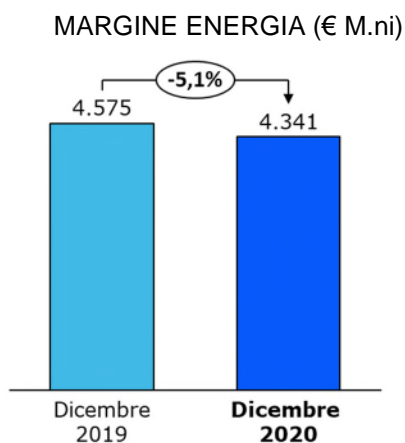
^[1] Nominata in sostituzione di Cinzia Bonfantoni in data 8 gennaio 2021

^[2] Nominata in sostituzione di EY S.p.a. in data 23 aprile 2020

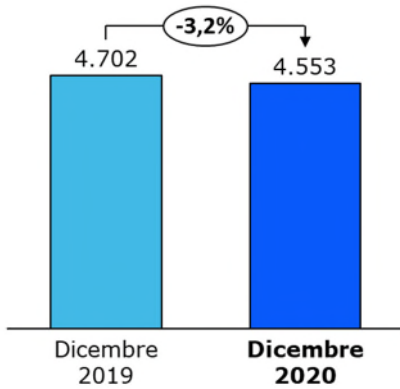
Relazione sulla gestione

L'esercizio 2020 in sintesi

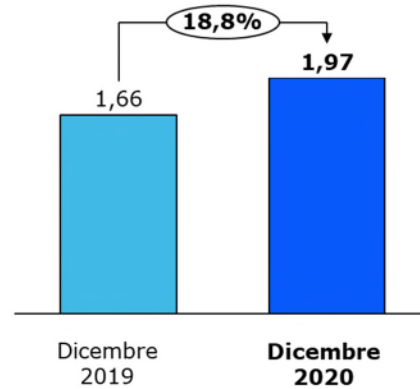
Di seguito i principali indicatori di performance di e-distribuzione S.p.A., di cui si rinvia alla successiva sezione "Risultati economico - finanziari" per la definizione e i criteri di determinazione:



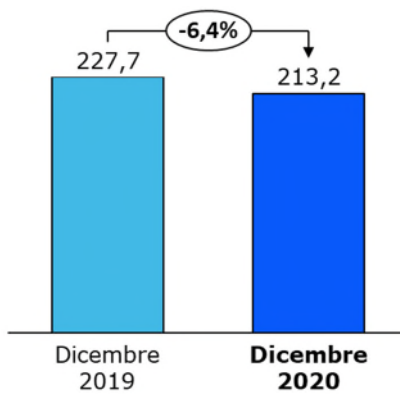
PATRIMONIO NETTO (€ M.ni)



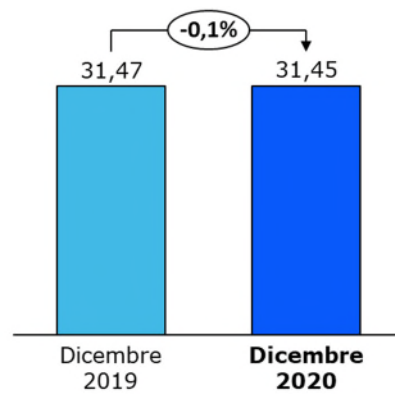
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO (%)



ENERGIA DISTRIBUITA (TWh)*



CLIENTI (M.ni)



*Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori

Eventi di rilievo del 2020

Gennaio

Conferimento della partecipazione di e-distribuzione S.p.A. da Enel S.p.A. ad Enel Italia S.p.A.

In seguito all'esigenza di razionalizzare la struttura societaria del Gruppo Enel in Italia mediante la separazione delle risorse dedicate alla gestione dei diversi business italiani dalle funzioni globali e dalle partecipazioni estere, 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.

Marzo

Erogazione tranche C del Finanziamento Open Meter

Nel mese di marzo 2020 la Società ha ottenuto l'erogazione da parte della Banca Europea per gli Investimenti (di seguito BEI) della terza ed ultima tranche del Finanziamento Open Meter (cd. tranche C). Di seguito si riportano le principali condizioni:

- Importo: euro 250 milioni
- Tasso: Variabile (6 mesi Euribor + *spread* pari a 41.7 bps)
- Durata: 15 anni
- Data di Inizio: 30.03.2020
- Data di Scadenza: 30.03.2035
- Preammortamento: 4 anni (periodo durante il quale vengono pagati solo gli interessi; il rimborso del capitale è dovuto a partire dalla fine del quarto anno dalla data di erogazione del prestito)
- Garanzie: garanzia parent rilasciata a cura di Enel S.p.A. nell'interesse di e-distribuzione e in favore di BEI per un valore pari al 105% dell'importo del finanziamento da attivare alla data di erogazione.

Aprile

Accordo Green Network

In data 29 aprile 2020 e-distribuzione (ED) ha sottoscritto con Green Network (GN) un accordo transattivo che risponde anche all'esigenza – espressa pure dall'ARERA – di contenere e limitare quanto più possibile le conseguenze pregiudizievoli per la generalità degli utenti che derivano dagli inadempimenti dei trader.

L'accordo è stato sottoscritto da ED su proposta di GN e previa adozione da parte di quest'ultima di un piano di risanamento redatto ai sensi dell'art. 67, comma 3, l.f., attestato da un professionista indipendente.

Progetto e-grid

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Progetto "e-grid", predisposto a seguito degli aggiornamenti regolatori in materia di qualità del servizio elettrico introdotti dalla delibera ARERA n. 566 di dicembre 2019 al fine di migliorare le performance delle reti di distribuzione.

Grazie ad un mix di interventi mirati di struttura/rinnovo della rete MT-BT da un lato ed incremento della digitalizzazione dall'altro, esso consentirà di recepire le indicazioni della suddetta delibera conseguendo un sensibile miglioramento delle performance di rete nelle aree più critiche.

Il Progetto, che ha una durata di 5 anni (2020 - 2024) e prevede un investimento complessivo pari a circa 1.287 milioni di euro, è finalizzato a:

- una significativa riduzione del gap infrastrutturale e di performance della rete del Sud Italia e delle maggiori Isole rispetto a quella delle regioni del Nord Italia;
- riduzione del tasso di guasto, soprattutto nei centri urbani, mediante il rinnovo di parti di rete obsolete (linee MT, Cabine Primarie), che sarà realizzato con contestuale potenziamento delle stesse;
- sviluppo della rete (nuove Cabine Primarie, nuova rete MT-BT) nelle aree caratterizzate da criticità strutturali, anche a fronte del crescente sfruttamento della rete (incremento dei carichi, attivi e/o passivi, degli ultimi anni) e del crescente impatto del cambiamento climatico;
- un miglioramento complessivo del saldo premi/penali;
- una riduzione dei costi operativi, quale conseguenza della "remotizzazione" delle manovre e della sensoristica evoluta che sarà installata nelle cabine.

Agosto

Servizio di accensione, monitoraggio e gestione fibra ottica per il progetto di e-distribuzione “DSO 4.0”

Il Consiglio di Amministrazione, nella seduta del 17 agosto 2020, ha approvato l'avvio della procedura di gara per il servizio di accensione, monitoraggio e gestione fibra ottica per il Progetto “DSO 4.0”, tramite pubblicazione del bando di gara nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea con i termini minimi previsti dall'art. 61 D. Lgs. 50/16.

Settembre

Informativa circa l'adesione del Gruppo Enel all'Istituto del “Gruppo IVA” per il triennio 2021-2023

La legge di bilancio 2017, in conformità alla disciplina comunitaria (Direttiva n. 2006/112/CE), ha tra l'altro introdotto nel nostro ordinamento il regime di tassazione denominato “Gruppo IVA”.

Tale regime di tassazione, rivolto ai gruppi d'impresa, è facoltativo e determina la creazione di un nuovo ed autonomo soggetto passivo per l'imposta sul valore aggiunto (“IVA”), che si sostituisce, per ciò che riguarda gli adempimenti relativi a tale imposta, alle singole imprese del gruppo.

In data 18 settembre 2020 è stata presentata all'Agenzia delle Entrate la dichiarazione per la costituzione del gruppo IVA, cui hanno aderito tutte le 52 società del gruppo Enel residenti in Italia, per le quali sussistevano i requisiti normativi. La richiesta si è positivamente conclusa in seguito alla attribuzione, al Gruppo Enel IVA, della nuova partita IVA con effetto a partire dal 01/01/2021 e per i due anni successivi.

L'adesione al Gruppo IVA determina i seguenti effetti:

- i soggetti del gruppo partecipanti, pur essendo giuridicamente distinti, vengono indentificati, ai soli fini dell'IVA, come un unico soggetto, dotato di un'unica partita IVA;
- le operazioni tra i soggetti del gruppo partecipanti non rilevano ai fini IVA e, dunque, non concorrono alla determinazione della base imponibile del medesimo gruppo;
- per le società partecipanti rilevano, ai fini IVA, le sole operazioni poste in essere da e verso terzi. I relativi crediti/debiti per IVA (per acquisti/vendite), vengono consolidati nell'unica posizione IVA del Gruppo;
- gli adempimenti IVA, prima svolti per ciascuna società, vengono effettuati dal nuovo soggetto passivo costituito per effetto dell'adesione al Gruppo IVA;
- l'esercizio dell'opzione per il Gruppo IVA comporta il venir meno del regime dello split payment;

- qualora nel gruppo vi sia una società in regime di Adempimento Collaborativo, tutte le società aderenti al Gruppo IVA acquisiscono i requisiti per poter essere ammesse a tale regime;
- tenendo conto dell'unitarietà del nuovo soggetto passivo costituito dal Gruppo stesso, è prevista una responsabilità solidale paritetica a carico di tutte le società che partecipano al Gruppo IVA.

Trascorso il primo triennio, l'opzione si rinnova automaticamente per ciascun anno successivo, salvo revoca.

Ottobre

Informativa circa l'adesione di e-distribuzione alla nuova associazione EU DSO ENTITY AISBL (ASSOCIATION INTERNATIONALE SANS BUT LUCRATIF)

La Società ha aderito alla nuova associazione "EU DSO ENTITY AISBL", un'associazione senza fine di lucro destinata a raggruppare, su base volontaria, tutte le società di distribuzione di energia elettrica (DSO) aventi sede in uno degli stati membri dell'UE, creata per completare il framework istituzionale europeo, attualmente privo di un'istituzione rappresentativa dei DSO. Secondo la Commissione UE, creare un panorama istituzionale omogeneo e rafforzare coordinamento e cooperazione tra i DSO attraverso la EU DSO ENTITY è ritenuto un elemento cardine della transizione energetica.

L'EU DSO ENTITY AISBL si propone di:

- promuovere il funzionamento e la pianificazione delle reti di distribuzione in coordinamento con quelle di trasmissione;
- facilitare l'integrazione delle risorse FER, della generazione distribuita e di altre risorse come accumulo di energia;
- facilitare la demand side flexibility;
- contribuire alla digitalizzazione dei sistemi di distribuzione, compresa la diffusione di smart grid e smart metering;
- sostenere lo sviluppo della gestione dei dati, della sicurezza informatica e della protezione dei dati in cooperazione con le autorità competenti e le entità regolamentate;
- partecipare allo sviluppo dei network codes che sono rilevanti per il funzionamento e la pianificazione delle reti di distribuzione e il coordinamento con la rete di trasmissione.

Ad oggi circa 525 DSO appartenenti alla totalità delle nazioni facenti parti dell'UE hanno manifestato interesse a parteciparvi e circa 210 si sono registrati.

Nell'ambito del Gruppo Enel tutte le società europee di distribuzione elettrica partecipano all'associazione, quindi, oltre a e-distribuzione, anche e-distribucion (Spagna), e-distributie Muntenia/Banat/Dobrogea (Romania).

La partecipazione di e-distribuzione a EU-DSO consentirà alla Società di avviare un percorso di interlocuzione costante e preventiva, insieme alle altre società di distribuzione europee, con le associazioni dei regolatori (ACER), delle società di trasmissione (ENTSO-E) e con la Commissione Europea (DG Energy).

Dicembre

Transazione stragiudiziale della controversia con l’Agenzia delle Entrate in materia di Patent Box

In data 29 dicembre 2020 è stato sottoscritto con l’Agenzia delle Entrate il “Processo Verbale” nel quale l’Agenzia delle Entrate ha riconosciuto il diritto della Società ad accedere al beneficio fiscale derivante dall’utilizzo di taluni beni immateriali (Patent Box) per gli anni compresi nel periodo 2015-2019; le parti hanno anche concordato il metodo forfetario di determinazione del suddetto beneficio e la conseguente rinuncia alle liti fiscali pendenti.

Impatti da Covid-19

Come noto, l'epidemia del 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.

Nel mese di marzo 2020, la società e-distribuzione S.p.A. ha tempestivamente 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 stata 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, la dotazione dei Dispositivi di Protezione Individuale e la messa a disposizione dell'app "e-Round", che abilita due funzionalità utili allo svolgimento in sicurezza delle attività lavorative, ovvero il "Social Distancing" e il "Contact Tracing";
- 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 elettrica;
- 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.

Inoltre, la Società è scesa in campo nella lotta contro i disagi recati dalla pandemia:

- mediante una donazione volontaria alla onlus Enel Cuore, società del Gruppo Enel a scopi benefici, che è intervenuta a favore di Protezione civile, strutture sanitarie, terzo settore e amministrazioni locali;

- promuovendo l'iniziativa "Allacciamo le energie", con cui ha voluto dare un contributo concreto alla gestione della pandemia, realizzando gratuitamente connessioni o aumenti di potenza in strutture e aree sanitarie, pur temporanee, attivate per la gestione dell'emergenza Covid-19.

La situazione di pandemia da Covid-19, che ha comportato l'adozione di misure fortemente restrittive sulle attività economiche da parte del Governo (DPCM 8, 9 e 11 marzo 2020 e Circolare MiSE 0005857 del 13 marzo 2020 relativa alle iniziative intraprese ai fini della continuità della fornitura del servizio di distribuzione elettrica), ha avuto implicazioni sulle attività della società e-distribuzione S.p.A.

Tali impatti sono riconducibili innanzitutto al ritardo, per effetto dei mesi di lockdown, nell'esecuzione dei progetti di sviluppo, pienamente compensati da un piano di recupero focalizzato sulle attività di manutenzione evolutiva dell'infrastruttura elettrica nonché sulle attività collegate alle richieste dei clienti.

In relazione al progetto "Open Meter" in particolare, la pandemia da Covid-19 ha notevolmente impattato sulle attività d'installazione dei nuovi contatori previste dal piano sul quale e-distribuzione è impegnata dal 2017. A fine 2020 il totale installato (perimetro sostituzioni) è stato pari a 4,89 milioni di contatori, a fronte di una previsione di budget di 5,56 milioni, con una diminuzione pari a 675 mila contatori elettronici. Nei mesi di marzo e aprile 2020, il lockdown ha bloccato del tutto l'attività di sostituzione massiva dei contatori, non considerata essenziale in quanto non direttamente implicata nei processi di continuità di erogazione del servizio elettrico. Solo nel mese di giugno, a seguito della pubblicazione da parte del MiSE delle linee guida per lo svolgimento delle attività di distribuzione e misura anche all'interno degli appartamenti (riferimento: Circolare MiSE 0012880 del 16-06-2020), si è gradualmente ripresa l'attività di installazione.

Nel corso del 2020 si è registrato un decremento dell'energia distribuita del 6,4% rispetto all'esercizio precedente, riconducibile alla contrazione dei consumi di energia elettrica da parte degli utenti finali, principalmente per effetto delle misure restrittive adottate per contrastare la pandemia Covid-19.

Tuttavia, non si rilevano particolari impatti sui ricavi della Società in quanto, operando la stessa in un regime regolato, l'effetto dei minori ricavi fatturati ai traders è stato sterilizzato con l'aumento dei ricavi per perequazioni.

Sui costi operativi, gli effetti sono stati molteplici. L'esplosione dell'emergenza ha richiesto:

- una spesa straordinaria per la messa in sicurezza delle attività mediante acquisto di DPI (mascherine, gel disinfettanti, guanti monouso, test e tamponi), la realizzazione di sanificazioni e di interventi di adeguamento degli edifici, una campagna di vaccinazioni anti influenzali a tutela della salute dei propri dipendenti, per una spesa totale di circa 28 milioni di euro;
- maggiori costi per buoni pasto concessi a dipendenti in smart working per 4 milioni di euro;
- minori costi per 8 milioni di euro per riduzione delle ore di straordinario da parte dei dipendenti, minori spese per viaggi e spese di edificio.

Inoltre, il rallentamento delle attività sui progetti, ha comportato un incremento dei costi operativi rispetto alle previsioni di budget dovuto alle minori capitalizzazioni su progetti o commesse per 21 milioni di euro.

Infine, come già evidenziato, la Società ha effettuato una donazione volontaria di 9 milioni di euro alla onlus Enel Cuore, per supportare interventi a favore di Protezione civile, strutture sanitarie, terzo settore e amministrazioni locali.

Inoltre, mediante Delibera n. 190 del 26 maggio 2020 in materia di tariffe elettriche, l'ARERA ha stabilito la riduzione della quota potenza in tariffa per 3 mesi per gli UDA BT < 15 kW e >15 kW e l'azzeramento per tutti gli UDA BT della componente fissa €/cliente; tale provvedimento ha comportato minori incassi per 232 milioni di euro a cui, tuttavia, l'Autorità ha fatto fronte mediante la disposizione di un acconto straordinario a e-distribuzione di pari

importo. Anche gli impatti derivanti dalla Delibera 116 del 2 aprile 2020, mediante cui l'ARERA ha consentito un minor esborso da parte dei trader sul fatturato BT per 3 mesi sono stati totalmente riassorbiti nel corso dell'anno.

Con riferimento ai misuratori di seconda generazione (misuratori 2G), nel primo semestre 2020 ARERA ha adottato due delibere (177/2020/R/eel e 213/2020/R/eel) per tenere conto dell'impatto dell'emergenza Covid-19 sul piano di installazione massiva di e-distribuzione, sterilizzando potenziali penalità per mancate installazioni o per mancato rispetto di tempistiche di messa a regime nei «territori rilevanti»

Si segnala, infine, che nel mese di novembre 2020 ARERA ha pubblicato le Delibere n. 431/2020/R/eel e 432/2020/R/com che introducono misure straordinarie di sterilizzazione degli effetti dell'emergenza epidemiologica Covid-19 per gli aspetti di continuità, resilienza e qualità commerciale. Con tali Delibere, che seguono al Documento di consultazione 313/2020, l'Autorità ha introdotto le seguenti misure:

- Qualità tecnica (continuità del servizio): introdotti specifici meccanismi che determinano una piena sterilizzazione degli effetti dovuti all'emergenza Covid-19, introducendo una rideterminazione dei livelli tendenziali degli indicatori Numero e Durata delle interruzioni (N1 e D1), delle franchigie e dei relativi coefficienti numerici per il calcolo dei premi/penali;
- Piano Resilienza: previsto un ulteriore semestre per tutti gli interventi «eleggibili» del Piano 2019-2021 al fine di consentire il completamento degli interventi e riassorbire gli impatti dei ritardi dovuti all'emergenza sanitaria;
- Qualità commerciale: confermata l'applicabilità della causale di forza maggiore prevedendo, in particolare, la predisposizione da parte dei distributori di una documentazione in forma semplificata a supporto dei fuori standard riconducibili direttamente alla necessità di attuare misure di contenimento e contrasto alla diffusione del virus, per il periodo di efficacia dello stato di emergenza come da provvedimenti legislativi in vigore.

Per maggiori informazioni sugli impatti da Covid-19 si rimanda alle informative riportate nei successivi paragrafi della Relazione sulla Gestione e delle Note di Commento in Bilancio.

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 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 che è stata effettuata nel 2020 (delibera n. 568/2019/R/eel).

Per il periodo tariffario 2016-2023, 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, che era stata introdotta proprio per compensare dal punto di vista economico la penalizzazione del riconoscimento ritardato dei nuovi investimenti.

Pertanto a partire dal 2015 sulla base di quest'ultima modifica, gli operatori notificano all'Autorità entro la fine dell'esercizio stesso il preconsuntivo degli investimenti realizzati nell'anno, consentendo così 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 2016-2023 ha fatto 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 più 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, è stata confermata la ripartizione simmetrica delle extra efficienze, nonché la restituzione alla fine di ogni semi-periodo delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente dalle imprese nel corso dei precedenti periodi regolatori.

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 sotto-periodo (NPR2), in vigore dal 1° gennaio 2020 per una durata di quattro anni (2020-2023), pubblicando il TIT 2020-2023.

Nel TIT 2020-2023 è stato 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 sono 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 è stato 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.

L'Autorità ha inoltre confermato la ripartizione simmetrica delle extra efficienze, nonché la restituzione al 2023 delle efficienze conseguite e mantenute temporaneamente dalle imprese nel corso del NPR1. Al fine di realizzare tale restituzione è stato fissato all'1,3% l'X-factor utilizzato nell'aggiornamento dei costi operativi riconosciuti in tariffa per l'attività di distribuzione.

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle tariffe di distribuzione, l'Autorità ha pubblicato:

- le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2019, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2018 (delibera n.144/2020/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2020, in linea con i criteri della delibera n.568/2019/R/eel sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2019 (delibera n.162/2020/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2020 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2021.

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.

La delibera 461/2020/R/eel, sulla base del modello definito nella delibera 50/2018/R/eel relativa al reintegro degli oneri di sistema, disciplina la prima applicazione di tale meccanismo. I crediti oggetto di reintegro sono quelli relativi alle fatture del periodo 2016-2019; oltre a quelli riferiti ad eventuali fatture successive purché siano trascorsi 12 mesi dalla scadenza alla data di presentazione dell'istanza (giugno 2021).

L'ammontare di tali crediti sarà corrisposto, al netto della già citata franchigia del 10%, entro il 31 agosto 2021, fatta salva la possibilità per gli operatori di richiedere alla CSEA un acconto pari al 50% della migliore stima disponibile del credito totale. e-distribuzione si è avvalsa di tale facoltà e il relativo acconto è stato incassato nel mese di dicembre 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.

Con la delibera n.380/2020/R/com l'Autorità ha altresì avviato il procedimento per l'aggiornamento dei criteri di determinazione e aggiornamento del WACC che sarà applicato a partire dal 1° gennaio 2022.

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.

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.

Per quanto riguarda l'aggiornamento delle tariffe di misura, l'Autorità ha pubblicato:

- le tariffe di riferimento definitive dell'anno 2019, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2018 (delibera n.144/2020/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2020, in linea con i criteri della delibera n.568/2019/R/eel sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi al 2019 (delibera n.162/2020/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2020 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2021.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di misura intelligenti di seconda generazione

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 ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e 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 relativo alle penalità diventa operativo dopo i primi tre anni di "osservazione" dall'avvio del piano di installazione dei contatori 2Gi; per e-distribuzione sarà applicato a partire dal 2021 con riferimento ai consuntivi 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.

In seguito all'emergenza Covid-19, con la delibera 213/2020/R/eel l'ARERA ha sospeso per l'anno 2020 le eventuali penalità per i distributori per mancato raggiungimento del target del 95% dei volumi cumulati di installazione dei contatori 2G e ha previsto che i piani di installazione per il 2° semestre 2020 avessero solamente

valore indicativo. Con la stessa delibera l'ARERA ha inoltre previsto la possibilità di estensione al 2021 delle deroghe alla regolazione e anche la facoltà per i distributori di proporre entro il 31 marzo 2021 un aggiornamento del piano di installazione in funzione dell'evoluzione dell'emergenza sanitaria.

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 la delibera 315/2020/R/eel, ARERA ha provveduto a disciplinare una modalità semplificata per la connessione degli impianti di produzione dell'energia elettrica aventi potenza inferiore agli 800 W, inclusi i così detti impianti *plug&play*.

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 aveva 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.

Con la delibera 449/2020/R/eel l'Autorità ha perfezionato la disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021, concludendo il procedimento avviato con la delibera n. 677/2018/R/eel. Sono stati rivisti i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021, con conseguente revisione dei fattori di perdita standard da applicare ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2021 e sono state apportate alcune modifiche alle modalità di calcolo dell'ammontare annuo di perequazione.

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.

Con la delibera n. 562/2020/R/com l'Autorità ha riconosciuto ad e-distribuzione i costi sostenuti per il cambio del marchio e delle relative politiche di comunicazione, a chiusura del procedimento di riconoscimento avviato con la delibera 237/2017/R/COM.

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 delibera n. 558/2019/R/eel ha aggiornato l'elenco degli ASDC e per le sole reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro dopo il 31 dicembre 2019, ha posticipato al 1 gennaio 2021 la data di applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC. Con la successiva delibera n. 526/2020/R/eel ARERA ha infine ulteriormente posticipato dal 1 gennaio 2021 al 1 gennaio 2022, l'applicazione delle previsioni del TISDC per le suddette tipologie di rete.

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.

Infine, con la delibera 318/2020/R/eel l'Autorità, in attuazione a quanto disposto dall'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8), ha definito i requisiti e le procedure di accesso alle nuove forme di remunerazione dell'energia elettrica condivisa da gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini (ACC) e dalle comunità energetiche rinnovabili (CER).

Su ricorso presentato da alcuni operatori e a valle della sentenza del novembre 2018 resa dalla Corte di Giustizia su rinvio pregiudiziale, il Tar Milano ha annullato il TISDC nella parte in cui prevede che gli oneri di dispacciamento devono essere versati sull'energia elettrica scambiata con il sistema di distribuzione chiuso (SDC) da ciascun utente di tale sistema attraverso il punto di connessione della loro utenza al SDC (e non invece considerando la sola energia elettrica scambiata con la rete pubblica).

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.

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 fidejussioni (fermo restando gli altri requisiti previsti dal Codice di Rete) ed è stato allungato il termine entro cui i trader possono effettuare il primo adeguamento delle garanzie.

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 (OdS), 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 fidejussioni 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 fidejussioni 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 da almeno 6 mesi. Il provvedimento ammette il riconoscimento dei crediti maturati a partire da gennaio 2016. In particolare, l'ammontare di reintegro include sostanzialmente gli importi relativi alle fatture scadute da almeno 12 mesi, comprese eventuali rate di piani di rateizzo non onorate, ed oneri sostenuti per accordi transattivi o cessioni del credito in modo proporzionale rispetto all'importo rinunciato.

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 il riconoscimento degli interessi di mora relativi agli oneri di sistema richiesti a reintegro dalle imprese distributrici con l'istanza del 2018 e 2019, la cui liquidazione degli importi è avvenuta a Marzo 2020. Mentre, dal 2020 in avanti, 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.

La delibera 37/2020/R/eel ha introdotto a partire dal 1 gennaio 2021 l'azzeramento dei tempi attualmente previsti (17 gg lav) fra la risoluzione del contratto di trasporto e l'effettiva efficacia della stessa, prevedendo l'assegnazione immediata dei clienti ai servizi di ultima istanza.

La Delibera 261/2020/R/eel ha poi modificato ulteriormente il Codice di Rete del Trasporto elettrico. Sempre a far data dal 1° gennaio 2021 sono state introdotte nuove disposizioni che irrobustiscono le tutele per il distributore e che, unitamente alla suddetta delibera 37/20, riducono l'esposizione del distributore da circa 6 mesi attuali a circa 4. Ciò ha comportato la riduzione di 1 mese anche dell'importo delle garanzie che i venditori devono prestare (minimo 2 mesi conto i 3 attuali).

Inoltre sono state introdotte alcune misure volte a rafforzare tutto il sistema di garanzie al fine di garantire una copertura più costante ed adeguata del rischio credito sotteso, anche nel caso dell'utilizzo del giudizio di *Rating*, e rendere più affidabili le fidejussioni assicurative.

Il provvedimento è stato però impugnato al TAR ad ottobre 2020 da un trader e da un'associazione venditori (Gala ed AIGET) in quanto conferma l'obbligo degli utenti del trasporto di versare tutti gli oneri di sistema ad essi fatturati a prescindere dall'effettivo incasso, a loro dire in contrasto con le sentenze amministrative che si sono espresse sul tema nel 2017.

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.

Successivamente con la Determinazione DMRT/EFC/05/2020 sono state apportate alcune modifiche al fine di consentire la gestione dei Gruppi IVA all'interno delle fatture standard.

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 le delibere n. 712/2018/R/com e n. 246/2019/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 nuovi strumenti regolatori (ovvero la "regolazione speciale" e gli "esperimenti regolatori" per gli ambiti definiti dall'Autorità come "critici" o "ipercritici") per il miglioramento delle performance di qualità 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».

L'Autorità, con determina 21/2020 – DIEU, ha approvato l'idoneità alla partecipazione agli esperimenti regolatori di tutti gli ambiti territoriali proposti da e-distribuzione e ha confermato tutte le istanze di posticipo dei termini degli anni target proposte dalla Società.

In seguito all'emergenza COVID-19, con la delibera 432/2020/R/com l'Autorità ha previsto misure straordinarie per la sterilizzazione degli effetti dell'emergenza epidemiologica per gli aspetti di continuità, resilienza e qualità commerciale e ha conseguentemente provveduto alla rideterminazione dei livelli tendenziali degli indicatori Numero e Durata delle interruzioni (N1 e D1) con la delibera 431/2020/R/eel.

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. 500/2020/R/eel l'Autorità ha pubblicato l'elenco degli interventi del Piano Resilienza 2020-2022 di e-distribuzione eleggibili al meccanismo premi-penali in applicazione del TIQE.

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 2020 è stata condotta da parte dell'Autorità prevista una nuova fase di consultazione conclusasi a novembre, 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.

In relazione alla definizione dei suddetti aspetti è attesa una delibera dell'ARERA nel corso del 2021.

Progetti pilota sull'utilizzo di risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione

Dando seguito alle previsioni della Direttiva UE 944/2019 sul Mercato Interno dell'elettricità, nell'ambito del ridisegno del Dispacciamento, ARERA, con il documento di consultazione 322/2019 ha previsto 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 proprie reti nonché i relativi meccanismi di approvvigionamento e remunerazione. L'esito di tali progetti pilota consentirà all'ARERA di definire il quadro regolatorio per l'utilizzo delle risorse di flessibilità connesse alle reti di distribuzione.

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.

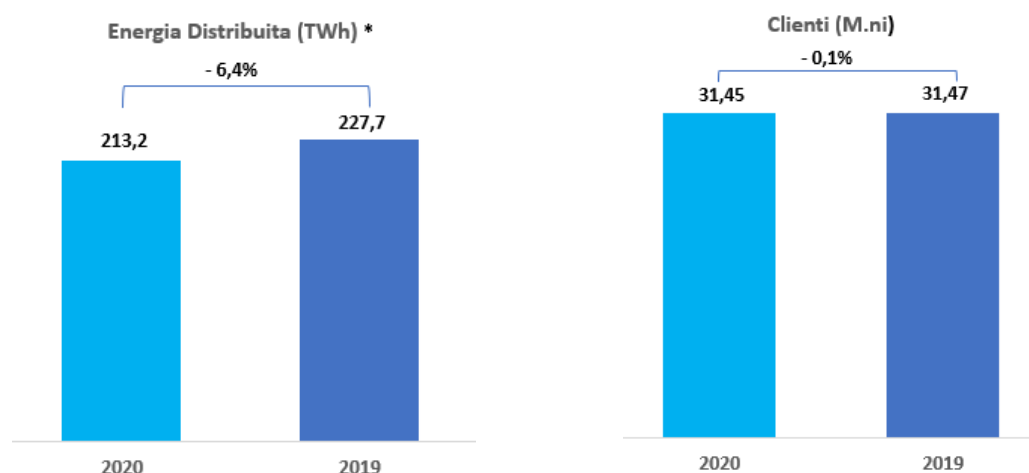
Con la delibera 270/2020/R/efr l'Autorità ha proceduto ad aggiornare le regole di definizione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, in esecuzione alla sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019 pubblicata il 28 novembre 2019. Fra le previsioni adottate, si segnala la conferma del cap al contributo tariffario, posto pari a 250 €/TEE, e l'introduzione di un corrispettivo addizionale unitario, direttamente correlato all'eventuale scarsità di titoli disponibili.

e-distribuzione ha impugnato tale delibera (con ricorso al Presidente della Repubblica) contestando la mancata estensione contributo addizionale all'anno d'obbligo 2018 e la mancata previsione di meccanismi di riconoscimento dei costi per acquisto TEE virtuali.

Con la delibera 55/2020 e ai sensi della deliberazione 270/2020/R/efr, l'Autorità ha determinato il contributo tariffario destinato ai soggetti obbligati per l'anno d'obbligo 2019, nella misura pari a 250 €/titolo, nonché il corrispettivo addizionale unitario, nella misura pari a 4,49 €/titolo.

Andamento operativo

Premessa



*. Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori

e-distribuzione S.p.A. si rivolge a circa 31,45 milioni di clienti del mercato finale (libero, salvaguardia e maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2020 complessivamente 210,1 TWh (224,4 TWh dato aggiornato 2019). Ha inoltre distribuito circa 3,1 TWh a circa 900 distributori di energia elettrica (3,3 TWh dato aggiornato 2019) e rilevato circa 0,4 TWh di consumi per usi propri (0,4 TWh dato 2019).

Nel corso del 2020 si registra un decremento dell'energia distribuita del 6,4% rispetto all'esercizio precedente, riconducibile alla contrazione dei consumi di energia elettrica da parte degli utenti finali, principalmente per effetto delle misure restrittive adottate per contrastare la pandemia Covid-19.

Il decremento rilevato, rispetto all'anno precedente, è in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2020, è stata pari a 302,7 TWh rispetto ai 319,6 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2019).

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

- Il 22,7% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- Il 1,6% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- Il 75,7% di Switching nel Mercato Libero

Si è determinato un passaggio di circa 1,3 milioni di ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

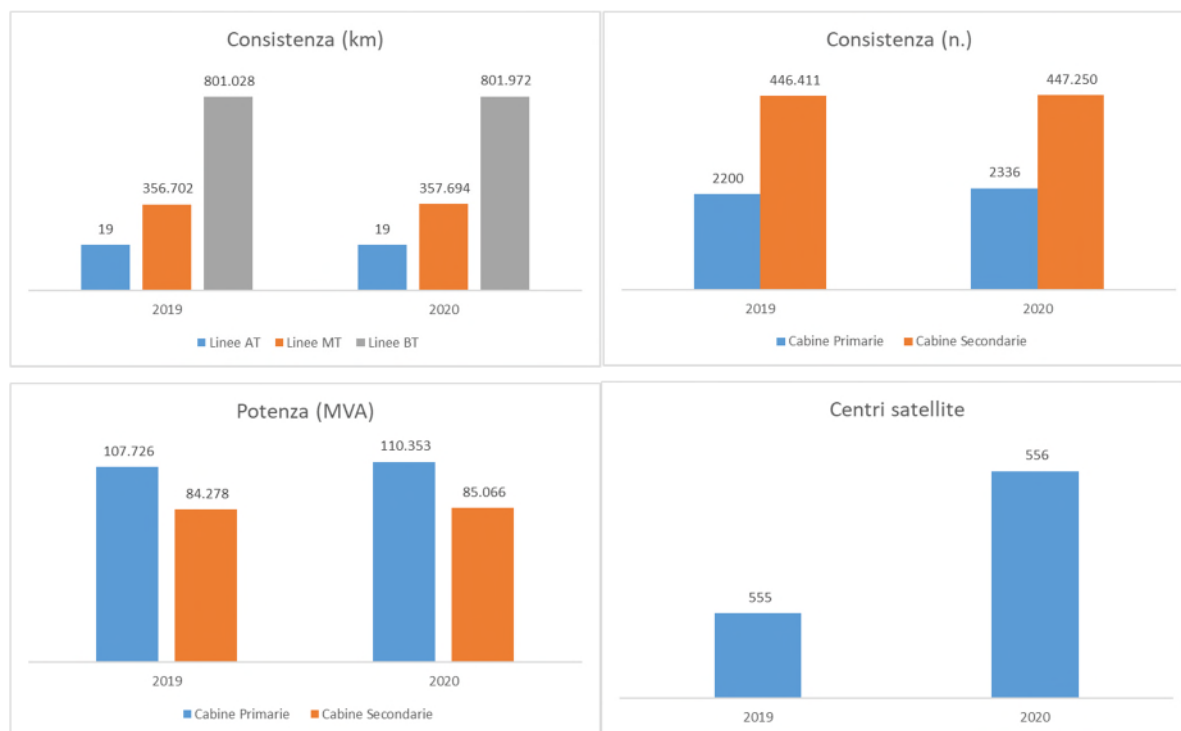
Nel corso del 2020 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 3,77 GW di cui:

- 3,10 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 2,98 GW per contributi a forfait e 0,12 GW per contributi a preventivo);
- 0,67 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 0,56 GW per contributi a forfait e 0,11 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2020 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 2020 si conferma la percentuale di oltre l'80% di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen e ben oltre il 75% 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.

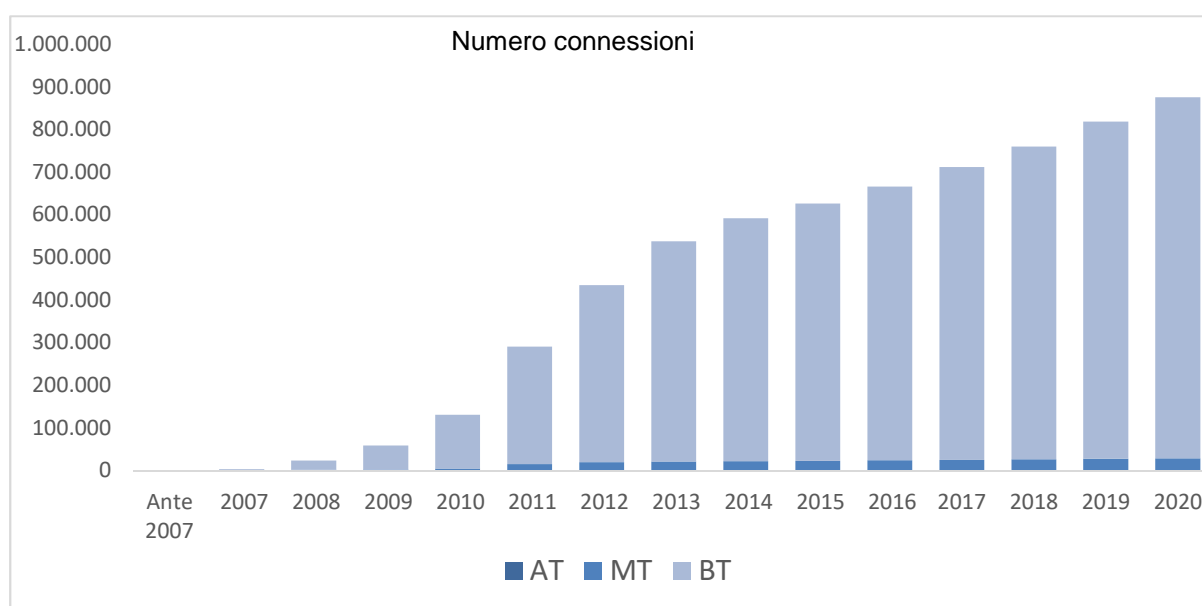
L'esperienza già maturata da e-distribuzione S.p.A. nel campo dell'automazione di rete e l'introduzione di dispositivi innovativi per l'individuazione e la selezione dei guasti lungo la linea costituiscono, insieme alla realizzazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga ed "always on", 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.

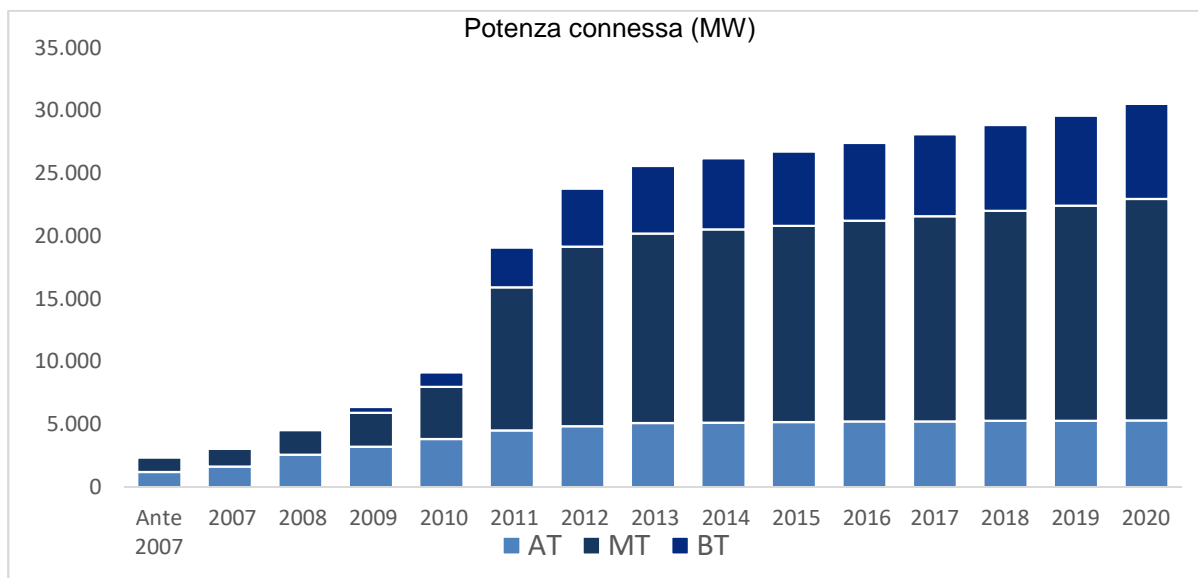
Inoltre, nel corso del 2020 sono andati avanti i progetti sperimentali finalizzati alla misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grid".

Generazione Distribuita

Nel corso del 2020 si è registrata una diminuzione della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. rispetto all'esercizio 2019. Nel 2020 sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 57,1 mila impianti (58,7 mila nel 2019), per una potenza di circa 0,91 GW di cui oltre il 97% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 667 MW
- eolico: 46 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 20 MW
- biogas: 7 MW
- idraulica: 45 MW
- altre fonti 130 MW





Sono connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. 876.070 produttori (di cui 312.955 in Area Nord, 114.286 in Area Nord Ovest, 162.214 in area Centro Nord, 108.062 in Area Lazio-Sicilia, 74.631 in Area Sud), per una potenza di connessione complessiva pari a 30,5 GW (di cui 7.467 MW in Area Nord, 4.161 MW in Area Nord Ovest, 5.104 MW in area Centro Nord, 3.825 MW in Area Lazio-Sicilia, 3.842 MW in Area Sud): risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 25,2 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 2020 e-distribuzione S.p.A. ha continuato, seppur con dei rallentamenti legati alla pandemia da Covid-19, ad effettuare interventi sulle reti di distribuzione finalizzati al miglioramento della qualità del servizio. Tali interventi, monitorati tramite indicatori stabiliti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, sono stati concepiti con l'obiettivo di allinearsi ai migliori standard europei, di ridurre il divario tra le diverse aree geografiche del Paese e di farsi promotori dell'innovazione tecnologica sulla rete.

I dati di continuità del servizio per l'anno 2020, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2021 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 2020, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un miglioramento del servizio, che si concretizza in una riduzione del numero e della durata delle interruzioni, rispetto ai livelli raggiunti sia nel 2018 che 2019.

Tale miglioramento si è registrato benché durante l'anno si siano verificati fenomeni meteorologici rilevanti, concentrati nel periodo estivo e, soprattutto, nell'ultimo trimestre dell'anno.

Conseguentemente alla riduzione delle interruzioni registrate nel 2020, si attende l'applicazione di premi da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ai sensi del titolo IV della delibera 566/19).

Gestione operativa

Eccellenza operativa

Nel 2020 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali.

Appalti, Materiali e Logistica

Per la gestione degli Appalti, nel corso del 2020 sono state rilasciate nuove funzionalità sviluppate nella nuova piattaforma innovativa per la gestione e digitalizzazione appalti di e-distribuzione Si.M.e.R.A. (Sistema integrato di monitoraggio e Richieste di Acquisto) quali:

- Tracciatura dell'iter delle gare di appalto con evidenza degli avanzamenti temporali per singoli step (dal rilascio della richiesta di acquisto all'emissione del contratto evidenziando le fasi di invio delle richieste di offerta, valutazione delle offerte, aggiudicazione della gara);
- Monitoraggio dei fabbisogni di appalti con evidenza del rispetto dei tempi nella schedulazione delle nuove gare
- Nuova reportistica che supporta il monitoraggio puntuale delle attività già affidate alle imprese e non ancora effettuate, evidenziando gli aspetti di carattere gestionale tecnico, contabile e amministrativo;

Ulteriori interventi volti alla digitalizzazione delle attività in ambito appalti hanno interessato:

- Automazione completa della gestione delle penali da applicare alle imprese per i ritardi di esecuzione dei lavori affidati in relazione ai tempi stabiliti
- Nell'ambito del progetto Open Portal è stata introdotta una nuova modalità per la generazione guidata degli OdA di affidamento delle attività alle imprese

Relativamente alla reportistica e monitoraggio è stato implementato il *"continuous monitoring"* delle risorse Imprese presenti in cantiere.

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

- l'analisi dei principali indicatori per il monitoraggio dei fabbisogni materiali Alta Tensione
- la gestione dei fabbisogni per materiali destinati per Progetti Finanziati e relativa reportistica
- la sintesi dei principali KPI gestionali materiali
- l'emissione automatica ed il rilascio delle Richieste di Acquisto previsionali e per varianti
- l'analisi di dettaglio dei principali indicatori gestionali per singolo materiale 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). Ad integrazione del progetto M.T. è stato avviato lo sviluppo dei processi non ancora attualizzati per la gestione mediante codice a barre (conto deposito; conto lavoro; conto riparazione)
- Progetto Adele (Acquisti Delegati e-distribuzione) – sono state recepite alcune direttive contenute nella Policy Global n°1125 relativa agli Acquisti Delegati ed in particolare sono state avviate implementazioni finalizzate

all'integrazione con la piattaforma Webuy per l'acquisizione delle informazioni relative all'anagrafica ed alle qualifiche dei fornitori.

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.

Relativamente all'Unità Logistica, nel corso dell'anno 2020 ha avuto avvio il nuovo network logistico per il lotto Nord Italia che ha visto il superamento della Piattaforma di Arena Po (PV) a favore delle nuove Piattaforme di Trino Vercellese (VC) e Carpi (MO). Il nuovo Network consentirà di disporre complessivamente di 35.000 m2 coperti e altrettanti scoperti.

I nuovi Siti, di proprietà Enel Produzione e locati da e-distribuzione, sono stati messi a disposizione del Provider logistico aggiudicatario dell'appalto per l'allestimento e quindi per l'avvio delle attività che hanno avuto avvio a pieno regime dal 1° gennaio 2021.

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 2020 è stato completato il rilascio del modulo di "Analisi Rete" che analizza le performance della rete elettrica esistente (impianti primari, rete MT e rete BT). 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 2020 sono stati rilasciati i moduli di "Pianificazione economica" e "Monitoraggio investimenti" che hanno portato una serie di semplificazioni e ottimizzazioni di questi processi, in particolare attraverso l'utilizzo del modulo monitoraggio è possibile seguire in modo puntuale l'avanzamento per fasi dei principali lavori della rete mentre con il modulo di pianificazione economica è possibile pianificare in modo semplificato i lavori con nuove regole di aggregazione che consentono la pianificazione per progetto tassonomia.

Nel corso del 2021 gli sviluppi di PLANET confluiranno nella room Network analysis del progetto GBS dove è prevista la realizzazione del modulo lavori e dell'evoluzione del modulo analisi con la disponibilità dei dati cartografici e delle logiche "way to saidi". Il nuovo applicativo prenderà il nome di GridPlus (Grid+).

Assistenza Tecnica

Anche nell'ambito delle attività di Assistenza Tecnica, il 2020 ha visto un forte impegno in molte iniziative Digitaly sia come soggetto (Owner), sia come supporto ai collaudi di altre iniziative. Nel 2020 è stato attivato il piano di roll-out delle 236 UO. Piano che ha coinvolto nella formazione circa 4000 persone e che si è concluso ad inizio 2021.

Tra le principali procedure si riscontrano:

- assegnazione dinamica Lavori
- superamento limiti Unità Operativa (UO)
- assegnazione dinamica guasti

- Diari

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.

Sono stati conclusi i 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 non ha dato esito positivo in quanto la tecnologia presenta ancora dei punti deboli che al momento non ne permettono l'utilizzo.

Il processo di completamento di Beat ha visto la conclusione dei collaudi del modulo Work-Beat per la generazione e gestione degli ordini di lavoro da inviare a Force Beat. Oltre alla conclusione del collaudo è stata attivata nella zona di Lecce la prima realtà Full-Beat con relativa dismissione del precedente sistema SMILE.

L'unità ha portato a termine i collaudi e reso possibile l'utilizzo di:

- Pegaso 2.0 (Cruschetto per la gestione delle compatibilità contabile di e-distribuzione);
- GeA: (gestione master data sulla nuova piattaforma cloud di Sap ai fini dell'ottimizzare e semplificazione per la gestione dei cicli di manutenzione, network standard, CIT, catalogo materiali e prestazioni.)

- Material Tracking (in collaborazione con Gestione Materiali).
- RLET massive in collaborazione con l'unità Esercizio e Manutenzione.

Sono iniziate le attività riguardanti i collaudi di GU per impresa che ci permetteranno una più snella gestione delle attività che riguardano la connessione alla rete da poter affidare alle imprese.

Relativamente al progetto WFM il 2020 ha permesso i collaudi e i conseguenti rilasci delle versioni di TOM, WOL, LL per la gestione delle attività di gestione utenza da parte dei colleghi sia in ambiente SMILE che in ambiente BEAT. Sono state verificate tutte le applicazioni che sono ospitate all'interno del WFM (circa 70), al fine di verificare la loro compatibilità con diversi sistemi operativi Android (9 e 10). Sono state avviate gli aggiornamenti degli Smartphone e contestualmente è partita la campagna di sostituzione di tutti gli smartphone impresa Samsung note 4 con gli smartphone A40.

È stato concluso il pilota per la verifica dell'utilizzo di un possibile pc portatile motherboard-less connesso allo smartphone o di una docking station per SP a supporto delle attività dei colleghi sia operaio che impiegati. I risultati saranno illustrati entro marzo 2021.

Non ultimo è stato effettuato il rilascio delle varie versioni di NET NAV e File-Fast per la gestione cartografica della rete in ambiente WFM e al nuovo progetto del pannello cartografico unificato (PUC) il cui progetto pilota è stato attivato in Sardegna e che verrà la sua completa attuazione su tutto il territorio Nazionale entro il primo semestre del 2021.

Completamento del progetto E4E Users per la bonifica e dei ruoli ovvero per la risoluzione dei conflitti SOD nei pillar E4E, analisi ed identificazione dei rischi e la bonifica dei conflitti presenti nel sistema SAP ECC di e-distribuzione

Specificazione e collaudi adeguamento sistemi SAP per la gestione dei produttori in ottemperanza della delibera ARERA 564/2019.

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 2020 sono state eseguite con successo da remoto circa 430 milioni di teleletture, circa 3 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2,8 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2020 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 2020 e-distribuzione ha installato 5,3 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 18,7 milioni dall'avvio della campagna nel 2017.

La rilevazione su base quartoraria 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 2020, 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 circa 19 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.432/20 - 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 2020 sono state gestite circa 6,4 milioni di prestazioni soggette a tempi standard, di cui 67% provenienti da clienti con un venditore sul mercato libero e 33% 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 2020 il 99,5% delle prestazioni richieste dai clienti e il 98,6% delle prestazioni richieste dai produttori è stato eseguito entro i tempi standard stabiliti dall'Autorità.

Entro il 31 marzo 2021, 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 2020 sono stati gestiti anche circa 1,3 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 2020 ha caratterizzato, a livello comunicativo, le attività sul sito di e-distribuzione che è stato costantemente aggiornato con tutte le notizie ed iniziative legate alla pandemia di coronavirus. Come, ad esempio, il progetto Allacciamo le Energie, una iniziativa di solidarietà che prevede la donazione di un collegamento alla rete elettrica (o aumenti di potenza) in favore di strutture sanitarie pubbliche o aree sanitarie, anche temporanee, attivate per la gestione dell'emergenza Covid-19 e sino al termine dello stato di emergenza.

Realizzata, nell'area pubblica, una nuova sezione dedicata alla Sostenibilità, contenente Obiettivi, Formazione (Eco-safety coaching, Seminari su rischio elettrico, Incontri con le scuole, ecc.), Valorizzazione del territorio (Avifauna, Biodiversità, Street Art) e Innovazione.

Nel corso del mese di ottobre il Sito ha ottenuto la certificazione di accessibilità, ai sensi della cosiddetta legge Stanca che sancisce e tutela il diritto per i disabili di accesso ai servizi informatici e telematici. In particolare, la Legge ed i suoi allegati tecnici si concentrano principalmente sull'accessibilità dei servizi informatici, con particolare attenzione ai siti Internet.

Un cenno particolare merita la messa a disposizione, nell'area riservata del Sito, del servizio "Colonne Montanti" che rappresenta la possibilità esclusiva per i Condomini con colonne montanti di edifici costruiti prima del 1970 di partecipare alla sperimentazione di ammodernamento stabilita dall' ARERA con la Delibera 467/2019

Pubblicata negli store la nuova APP pensata per consentire ai clienti di conoscere lo stato di alimentazione della rete elettrica e di usufruire dei servizi on line disponibili anche in mobilità, nata dall'unione delle preesistenti APP (Guasti e Commerciale). I servizi attualmente disponibili sono:

- Gestione Profilo
- e-Pin
- e-Notify
- Misure
- Curve di carico
- Verifica interruzioni
- Segnalazione Guasti
- Open Meter Plan

Il Contact Center (800-08 55 77)

Il Contact center di e-distribuzione ha consolidato l'attività di gestione del servizio Segnalazione guasti (SSG) avviata l'anno precedente che, in aggiunta al servizio Commerciale (CCO), ha gestito un volume complessivo di contatti sul canale telefonico al mese di settembre di circa 7,5 milioni (2,8 per CCO e 4,7 per SSG), che hanno generato un volume di attività in carico ai due fornitori pari a circa 3,4 milioni di lavorazioni.

Per il 2021 si prevede un recupero dei volumi persi l'anno precedente causa Covid-19 e un incremento delle attività in outsourcing per effetto di iniziative tecnico/organizzative volte a armonizzare le lavorazioni pervenute dallo stesso cliente finale (integrazione Contact management e Revolution) nonché lo spostamento di alcune richieste riguardanti la contestazione/verifica del dato di misura. Queste innovazioni comporteranno una modifica del carico di attività a favore delle Aree territoriali che perderanno quota parte dei case che passeranno in gestione al 1° livello oppure ai Poli reclami.

Sempre nel corso del 2021 sarà completato il progetto "Impiegati" nel contesto del Kbms per il quale si prevedono lo sviluppo di ulteriori aree, oltre la Misura già implementata nel 2020, con l'aggiunta di corsi on line e nuovi articoli. Sarà ricorrente la manutenzione degli articoli già presenti in archivio dovuta a evoluzioni applicative, normative o di processo.

Per quanto riguarda gli aspetti contrattuali non si prevedono significative variazioni rispetto la conferma di Data contact avvenuta nel 2020, mentre verrà avviato l'iter di gara per Abramo la cui opzione di estensione contrattuale di un anno avrà scadenza nel mese di novembre 2021.

Canali Social

Si è intensificata, rispetto al 2019, l'attività di ascolto e supporto ai Clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste.

Risulta confermato 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 2020, 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 in particolare per il mondo misure e data quality dell'area impiegatizia.

Per alcune particolari figure professionali territoriali (esperti di materia) sono state aggiunte una serie di funzionalità volte a gestire le risposte provenienti direttamente al 1 livello del Contact Centre riguardanti argomenti di pertinenza di e-distribuzione con il fine di accorciare la catena della risposta e velocizzare i tempi della gestione del contatto con il cliente. Sono state anche 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.

I documenti che compongono la struttura del Kbms (knowledge base management system) sono circa 1.600 e per essi è previsto un puntuale aggiornamento, quando necessario, in collaborazione con le unità Legale e Data Protection Officer (DPO).

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2020, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2019, 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 1.100 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). All'interno della piattaforma Revenue Protection sono state implementate nuove analitiche che hanno consentito un miglioramento in termini di efficienza.

Iniziative Digitaly ambito Commerciale Rete

Nel corso del 2020 sono stati perfezionati gli applicativi sviluppati nell'ambito del Progetto Digitaly, relativi alla gestione dei reclami e del sistema documentale di e-distribuzione, entrati in esercizio nel dicembre 2019. Tali iniziative, a conclusione del Progetto Digitaly, sono oggetto di ulteriori sviluppi nell'ambito del Progetto Global Grid Blue Sky con riferimento in particolare all'evoluzione dei sistemi di intelligenza artificiale e alla ottimizzazione delle performance operative.

TECNOLOGIE DI RETE: INIZIATIVE E NUOVE SOLUZIONI TECNOLOGICHE

SMART METERING

Open Meter

Nel corso del 2020 è proseguita l'attività di sviluppo sui contatori elettronici Open Meter, finalizzata all'adeguamento della *Chain2*¹ al nuovo protocollo definito dal CEI, *Chain2 Full 2.0*². Inoltre la produzione dei contatori GEMIS, GETIS e GESIS (contatore elettronico per utenze trifase a inserzione semidiretta) si è attestata a una disponibilità complessiva superiore a 18.700.000 unità.

Si è inoltre provveduto all'implementazione della *Chain3*³. Nel corso del 2021, una volta completate le attività presso il CEI e le fasi di certificazione si avvieranno le prime sperimentazioni in campo.

Nel 2020 Open Meter ha ricevuto anche il riconoscimento del *Bollino Zero Truffe*. La certificazione Zero Truffe della testata media "*Il Salvagente*" è uno strumento a tutela del consumatore, che attesta l'idoneità di un prodotto o servizio, a seguito di specifici test metrologici.

L'applicazione dei principi di economia circolare al contatore Open Meter e la ricerca di un modello industriale sempre più sostenibile hanno portato, nel 2020, allo sviluppo di un'importante innovazione: il *Green Open Meter*, il contatore rigenerato (100% plastica rigenerata) la cui scocca esterna viene prodotta con le plastiche dei contatori di prima generazione rimossi dal campo. Dalla collaborazione con ditte specializzate, sia nel recupero dei materiali, sia nella rigenerazione delle materie, si è così dato vita ad un nuovo contatore, che consente di minimizzare gli impatti ambientali garantendo importanti benefici in termini di CO₂ risparmiata e di materiale non inviato in discarica. L'Organismo di Certificazione NMI (Nederlands Meetinstituut), per la Direttiva MID (Measuring Instruments Directive), ha approvato l'utilizzo della plastica rigenerata sul contatore Open Meter.

Per quanto riguarda i concentratori di seconda generazione *LVM*, sono proseguiti gli sviluppi software per ottimizzare i processi di raccolta dati ed esecuzione delle operazioni in telegestione, sia attraverso il tradizionale canale PLC (Power Line Communication), sia attraverso il nuovo canale di backup via radio (RF). A fine 2020, sono stati spediti alle piattaforme, più di 430.000 concentratori.

In ottica di nuovi sviluppi e innovazione, nel corso del 2020, 100 *LVM* sono stato abilitati all'invio dei dati di misura giornalieri in modalità PUSH. Con questa nuova modalità di comunicazione, che ribalta l'attuale paradigma PULL, il concentratore trasmette, non appena disponibili, i dati di misura giornalieri al Sistema Centrale, in tempi più rapidi e in modo più efficiente, sfruttando le tecnologie di comunicazione e Cloud più avanzate. 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: la manutenzione predittiva (basata sull'analisi locale dei dati forniti dalla sensoristica avanzata) e il monitoraggio della qualità del servizio. Nel 2020 sono stati anche completati gli sviluppi del dispositivo Booster PLC, utile alla ripetizione del segnale di Telegestione su PLC, che sarà installato nelle cassette stradali.

Riguardo gli apparati di diagnostica, nel 2020 è stata completata l'omologazione HW del dispositivo *SuRF* e ne è stata avviata l'attività di certificazione di conformità alla RED (Radio Emission Directive) e alla normativa sulla

¹ Chain2 è il canale di comunicazione del contatore elettronico dedicato all'invio dei dati di misura in tempo reale a dispositivi del cliente, In-Home Device, per servizi a valore aggiunto per la domotica e l'efficienza energetica, realizzati da terze parti

² TS CEI 13-82:2020; TS CEI 13-83:2020; 13-84:2020

³ Chain3 è un add-on del contatore elettronico Open Meter finalizzato all'osservabilità dei produttori in Bassa Tensione

safety. Il *SuRF* che sarà dato in dotazione al personale operativo per svolgere varie attività di diagnostica sugli apparati di campo e attività di analisi lungo la rete BT per la risoluzione dei problemi di comunicazione. Il dispositivo, inoltre, consentirà di eseguire attività di gestione utenza in modalità evoluta, anche via RFA tale proposito, nel 2020 sono proseguiti gli sviluppi evolutivi del sistema centrale *BEAT* per abilitare i casi d'uso sopracitati.

Infine, per quanto attiene alla Chain2, oltre alle attività di sviluppo sopracitate, nel corso del 2020 è stata avviata l'attività di training di un laboratorio del CESI, che si è candidato come ente di certificazione dei dispositivi utente di interfaccia Chain2 prodotti da terze parti. L'attività di training si completerà nel corso del 2021 e si prevede l'aggiunta di ulteriori laboratori.

Si sono altresì predisposti strumenti, interfacce e funzionalità per l'attivazione del servizio attraverso il portale di E-Distribuzione (www.e-distribuzione): la messa a regime di queste funzionalità è prevista per il primo trimestre del 2021.

Infine, nell'ambito della partecipazione all'associazione Meters and More⁴, sono state rinnovate le "Technical Specification" per la standardizzazione Cenelec e il perfezionamento delle caratteristiche di interoperabilità del Protocollo Meters and More. Si è proceduto inoltre alla certificazione Meter and More di ulteriori due apparati di misura per l'energia elettrica: il GETIS (contatore elettronico per utenze trifase) e il GEMIS (contatore elettronico per utenze monofase) di e-distribuzione. In occasione dei dieci anni dalla sua fondazione l'Associazione ha realizzato alcuni post social di promozione della ricorrenza e di comunicazione istituzionale, nonché alcuni articoli e pubblicità sulle testate di settore.

SMART GRIDS

e-distribuzione ha una posizione di leadership tecnologica internazionale nel campo delle Smart Grids.

Le Smart Grids sono le tecnologie fondamentali per l'integrazione delle nuove esigenze dei clienti (esempio la mobilità elettrica) e della generazione distribuita ed abilitare il nuovo ruolo di Distribution System Operator. Tali funzionalità sono rese possibili attraverso l'impiego di dispositivi evoluti che abilitano logiche di intelligenza distribuita, sistemi centrali innovativi e l'implementazione di una infrastruttura di comunicazione a banda larga, basata su fibra ottica o su tecnologie di tipo wireless (ad es. 4G/LTE).

Nel corso del 2020 sono proseguite le attività di innovazione e industrializzazione, attraverso i due laboratori Smart Grids di Milano e Bari, come segue.

Progetti innovazione e standardizzazione

Nell'ambito del progetto ISMI⁵ *ISole Minori / Integrated Storage and Microgrid* sono proseguite nel corso dell'anno le attività di simulazione digitale in tempo reale della micro-rete composta da fonti rinnovabili, generatori diesel e carico. Nel 2021 i lavori continueranno per testare le applicazioni della Flessibilità al progetto.

Durante il 2020, è proseguita l'attività nell'ambito del progetto EU-SysFlex, che coinvolge 34 partner in 14 paesi europei e che vede il dimostrativo italiano guidato da e-distribuzione nell'area di Forlì-Cesena. Il progetto ha come obiettivo quello di garantire servizi di sistema efficienti e innovativi per facilitare il raggiungimento degli obiettivi di integrazione delle energie rinnovabili, mantenendo nel contempo il livello qualità del servizio atteso. Il progetto dimostrativo italiano è focalizzato sul coordinamento fra Transmission System Operator (TSO) e Distribution System Operator (DSO). In particolare, oltre allo sviluppo di un modello evoluto di scambio dati tra distributore ed

⁴ è l'Associazione internazionale non-profit che ha come membri fondatori E-Distribuzione S.p.A. ed Endesa Distribución Eléctrica S.L. e 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.

⁵ Il progetto si propone di realizzare un'architettura unificata in grado di garantire un controllo efficiente e stabile di reti isolate (microgrid), grazie a nuove logiche di controllo (Microgrid Controller) e all'integrazione dei sistemi di accumulo dell'energia.

operatore della rete di trasmissione, nel dimostrativo si è avviata l'implementazione e il test di una modalità avanzata di modulazione della potenza attiva e reattiva a livello di Cabina Primaria, per la regolazione della rete del TSO, in totale sicurezza. Nel corso del 2020 sono stati eseguiti i test funzionali del sistema di telecontrollo e regolazione presso lo Smart Grid Lab di Milano e si sono concluse le attività preliminari per l'installazione del sistema di compensazione della potenza reattiva "STATCOM" che avverrà nel 2021.

Nell'ambito del perimetro della Flessibilità, nel 2020, sono proseguiti i lavori presso il CEI per la definizione del Controllore Centrale di Impianto (CCI). Tale dispositivo permette di prelevare le misure della generazione in MT in tempo reale, le quali vengono usate dai sistemi di calcolo del DSO e anche trasmesse al TSO.

Evoluzione dei dispositivi e delle architetture di protezione, regolazione, controllo ed automazione delle Cabine Primarie e Secondarie in ottica Smart Grids

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, che utilizzano il protocollo standard IEC 61850 e prevedono funzionalità di protezione, regolazione, controllo e automazione più sofisticate in grado di garantire il corretto funzionamento dei sistemi dalla sezione AT sino alle partenze MT in presenza di reti attive. La prospettiva di lavoro su tali apparati - che costituiscono il componente elementare delle Cabine Primarie Digitali - comporta sia ulteriori nuove funzionalità, sia 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.).

Durante il 2020, sono stati avviati i lavori di manutenzione evolutiva sulle protezioni e sulle RTU per permettere la gestione del Controllore Centrale di Impianto (CCI), sopra citato, da parte delle Cabine Primarie Digitali, in modo che il dispositivo possa essere gestito dai Sistemi del DSO, secondo quanto indicato dalle norme CEI e dal codice di rete.

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, conformi allo standard IEC 61850.

Evoluzione apparati periferici e sensori per il telecontrollo della rete di Bassa Tensione (STB) in ottica Smart Grids

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 dispositivi 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. Nel 2020, si è concluso il progetto della cassetta stradale BT telecontrollata e monitorata, chiamata Smart Street Box. Essa verrà impiegata, tramite installazione massiva, all'interno dei progetti cosiddetti "esperimenti regolatori" dell'ARERA. La Smart Street Box è un dispositivo ad alto contenuto tecnologico che, grazie ad apparati quali le microUP ed Albert, abiliterà l'esercizio real-time della rete BT, in un progetto massivo che ha caratteristiche peculiari e dimensioni tali da rappresentare un benchmark a livello globale. La Smart Street Box ospiterà inoltre i device Booster PLC e Gateway RF che miglioreranno le performance di telegestione Open Meter e le azioni di monitoraggio dei tentativi di manomissione (tampering) della cassetta.

Funzione Selettività Logica (FSL) / Smart Fault Selection (SFS) per le Smart Grids

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 raggiungere questo obiettivo, e-distribuzione ha sviluppato una tecnologia innovativa chiamata Funzione Selettività Logica (FSL), in grado di selezionare la parte di rete affetta dai guasti neutralizzandoli in meno di un secondo. In aggiunta alla FSL, si parla di Smart Fault Selection quando, oltre a eliminare eventuali guasti, si rialimenta la parte di rete non affetta da guasto in meno di un secondo. Ciò è possibile grazie a 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' con capacità di difesa e ripristino estremamente rapide ed autonome.

La tecnologia FSL è attualmente in corso di installazione massiva in 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.

Durante il 2020, è stata sviluppata una nuova logica di automazione della rete, chiamata Smart Fault Selection "a 5 secondi". Tale automazione, sviluppata nell'ottica degli esperimenti regolatori previsti dall'Arera, è in grado di eliminare il guasto e ristabilire il servizio elettrico entro 5 secondi, rendendo minimi gli stress sulla rete elettrica che i guasti comportano.

Omologazione

Durante il 2020 sono state infine portate a termine numerose attività di omologazione dei prodotti SmartGrids.

Nuove tecnologie

e-distribuzione ha proseguito l'introduzione di nuove tecnologie che favoriscano nuove modalità di lavoro, la raccolta di dati utili per la manutenzione predittiva e nuovi modi d'interazione con il personale operativo in campo.

Nell'ambito dei dispositivi "wearables", sono proseguite le sperimentazioni con Smart Glasses che, insieme alle applicazioni di realtà aumentata, già disponibili su smart-phone, saranno di supporto sul campo. Inoltre è stato dato avvio alla diffusione delle termocamere per smartphone, che permettono di svolgere le ispezioni termografiche in modo agevole, rilevando punti caldi sulla rete a prevenzione di stress o usura anticipata dei componenti. È stata completata la sperimentazione dell'"Esoscheletro", una soluzione ergonomica capace di dare supporto agli operativi, alleviando i carichi su muscoli e articolazioni e migliorando le condizioni di attività di alcune squadre di e-distribuzione impegnate nella manutenzione degli isolatori sulle linee aeree. Dopo una fase di test con esiti positivi e valutati i risultati in termini di sicurezza ed efficienza operativa, è stato deciso di adottare l'esoscheletro a partire dal 2021 ad uso delle squadre speciali deputate alla specifica attività sopra citata.

È proseguita inoltre l'attività di 3D Modeling della rete elettrica grazie all'utilizzo di uno strumento di nuova generazione, il *Laser scanner 3D*, che consente l'acquisizione del modello 3D della rete fisica e dei suoi componenti. L'obiettivo è realizzare una replica digitale della rete elettrica abilitando nuove modalità di lavoro come sopralluoghi da remoto, sviluppo di modelli di manutenzione predittiva attraverso l'Intelligenza Artificiale e nuovi modi di interazione con il personale in campo. La sperimentazione di alcuni modelli di Scanner 3D avviata nel 2019 e proseguita nel 2020, ha permesso di acquisire il modello 3D di 85 cabine primarie e 1195 cabine secondarie. Sulla base di tali risultati e dell'esperienza maturata, nel corso del 2021 si provvederà al lancio della gara per l'approvvigionamento massivo degli scanner 3D.

Infine, è stata aggiudicata, tramite gara, la produzione di un kit di sensoristica avanzata per l'installazione massiva in cabina secondaria, a scopo di manutenzione predittiva. Le prime installazioni dei kit sensori sono previste nel corso del 2021.

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 2020 la funzionalità Smart Fault Selection è stata attivata su tutte le 18 linee MV coinvolte nel progetto.

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.

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.

Le attività sono proseguite nel 2020 sulla parte degli impianti secondari. Sono stati distribuiti alla popolazione residente più di 11.000 kit Smart Info+.

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.

Dal 2020 e per i prossimi 5 anni si è entrati nella fase delle operation.

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 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 del dimostratore italiano 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).

Dopo la prima parte di progetto che ha visto coinvolto l'intero team nella fase di definizione dei requisiti tecnici dei moduli STATCOM ai fini della definizione del bando di gara europeo e dei requisiti funzionali per lo sviluppo evolutivo dei sistemi SCADA, nel 2020 sono state raggiunte altre due importanti milestone proprio in ambito sistemi e nella fase di approvvigionamento dei compensatori statici.

In merito ai sistemi, sono state rilasciate in collaudo le versioni aggiornate dello SCADA centrale (STM) e dello SCADA locale (SRL) i cui sviluppi evolutivi hanno consentito l'implementazione delle funzionalità necessarie a garantire che le flessibilità connesse alla rete del DSO possano erogare i servizi ausiliari richiesti dal TSO (simulato) all'interfaccia.

Relativamente all'acquisizione di quelli che saranno primi due esemplari in assoluto di STATCOM per e-distribuzione, il 2020 è stato l'anno che ha visto la chiusura bando di gara e la conseguente aggiudicazione della fornitura.

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.

La fase di Ricerca Industriale ha visto nel 2020 il rilascio di una prima versione del tool e l'avvio dei primi test su rete reale nell'ambito delle attività previste per lo Sviluppo Sperimentale.

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 2020 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 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)*").

Nel corso del 2020 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 lavori.

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. Nel corso del 2020 sono proseguiti 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 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 hanno poi integrato la regolazione in materia, in particolare la n. 31/2018 ha introdotto 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, e la n. 668/2018 ha definito i meccanismi di incentivazione per gli interventi contenuti nei Piani.

A luglio 2020 e-distribuzione ha pubblicato il nuovo Piano 2020-2022, 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 2020 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 120 milioni circa (quasi euro 520 milioni totali già investiti dal 2017 al 2020).

È attualmente in fase di predisposizione l'aggiornamento del Piano per il triennio 2021-2023.

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/adequamento di linee MT esistenti con alto tasso di guasto, per complessivi 1.650 km circa

Nel corso del 2020 sono stati realizzati investimenti per circa euro 80 milioni, consentendo di raggiungere un numero di cabine rilegate in fibra ottica pari a 14.796 complessive nei primi 2 anni del progetto.

Nel 2021 sono previsti investimenti complessivi per 149 milioni di euro.

Progetto E-Grid

Il quadro regolatorio in materia di qualità del servizio elettrico è stato aggiornato dalla Delibera ARERA n.566 di dicembre 2019, la quale ha introdotto nuovi strumenti regolatori al fine di migliorare le performance delle reti di distribuzione.

Il progetto "E-Grid" è stato studiato e predisposto tenendo conto dei nuovi indirizzi regolatori, ed è pertanto finalizzato al miglioramento delle performance della rete, con riferimento soprattutto all'indicatore NILB (numero interruzioni brevi + lunghe) e con particolare riguardo per gli ambiti classificati come "critici" ed "ipercritici" rispetto a tale indicatore, ambiti ubicati prevalentemente nelle regioni del centrosud e nelle isole maggiori.

Nell'ambito di tale progetto, in conformità alla Delibera ARERA sopra citata, sono anche previste sperimentazioni di nuove tecnologie di telecontrollo BT e di automazione evoluta della rete MT.

Il progetto prevede interventi in ambiti non a riferimento per l'indicatore di qualità del servizio NILB per il raggiungimento dei livelli obiettivo così come fissati nella Delibera suddetta.

Le principali tipologie di interventi sono volte a:

- migliorare la struttura della rete di media tensione,
- adeguare i componenti ad elevato tasso di guasto,
- incrementare il telecontrollo e l'automazione sia sulla rete di media tensione che su quella di bassa tensione.

Gli interventi strutturali sono ad elevato grado di complessità realizzativa, trattandosi in molti casi di realizzare nuovi impianti primari con relative nuove linee uscenti MT per l'inserimento sulla rete esistente, prevalentemente in aree urbane.

Gli interventi di rinnovo/potenziamento della componentistica di rete consistono in buona parte nella sostituzione di cavi interrati - interventi con elevato grado di complessità realizzativa, in quanto riguardanti principalmente aree urbane – e nel rinnovo di componenti di Cabina Primaria.

Nel corso del 2020 sono stati realizzati investimenti per circa euro 129 milioni, che hanno consentito di completare il potenziamento di 424 km di linee MT, il rifacimento di 1.200 cabine secondarie e l'installazione di circa 1.800 nuovi telecontrolli MT e BT.

Nel 2021 sono previsti investimenti complessivi per 395 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 2020 e-distribuzione ha installato circa 5,360 milioni di Open Meter. Il piano iniziale 2020 prevedeva l'installazione di circa 6 milioni di contatori, ma la pandemia da Covid-19 ha fermato per circa 2 mesi le attività (periodo di totale lockdown in marzo e aprile); le attività sono gradualmente riprese in maggio e hanno riguardato le sole pose di contatori posti all'esterno di abitazioni e attività commerciali, allo scopo di ridurre il più possibile i contatti tra le maestranze e i clienti. Successivamente, a partire da agosto, le attività sono nuovamente riprese riguardando tutte le installazioni, sia quelle all'interno di abitazioni e attività commerciali sia quelle all'esterno, poiché e-distribuzione ha applicato le linee guida pubblicate dal MiSE e relative appunto allo svolgimento delle attività di distribuzione e misura anche all'interno degli appartamenti (circolare MiSE n. 0012880 del 16-06-2020).

Alla luce di quanto sopra, rispetto al piano iniziale sono stati installati circa 640.000 CE in meno, per un totale di circa 5,360 milioni di cui 4,25 milioni posati dalle imprese di massa in sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione e 1,11 milioni posati per lavori di allacciamento o sostituzione richiesti dai clienti. Per quanto riguarda la suddivisione tra tipologie di contatori, nel 2020 sono stati installati complessivamente 4,685 milioni di contatori monofase e 676.500 contatori trifase.

A fine 2020, circa 18 dei 31,5 milioni dei clienti totali di e-distribuzione hanno un contatore elettronico di seconda generazione (CE2G) installato.

Nel 2020 hanno lavorato al piano di installazione massiva circa 1.200 operatori su circa 200 lotti contrattuali, il cui importo complessivo ammonta a circa euro 270 milioni. Alcuni lotti, 18 in particolare per un importo base di circa 9 milioni di euro, sono stati attivati nell'autunno del 2020 allo scopo di recuperare il più possibile le installazioni perse nel periodo di lockdown e nel successivo periodo di limitazione delle installazioni ai soli contatori esterni, in quanto con i contratti esistenti non si sarebbe stati in grado di coprire il gap. Tali contratti esauriscono il loro contributo tra gennaio e febbraio 2021.

Parallelamente, è proseguita anche l'installazione dei concentratori di seconda generazione, necessaria per ottemperare alle richieste di performance del sistema 2G: nel corso del 2020 sono stati installati circa 87.500 concentratori di seconda generazione, cosa che ha portato il residuo cabine secondarie da dotare di concentratori di nuova generazione a 130.000: tali cabine saranno allestite con il concentratore di nuova generazione principalmente nel 2021 per terminare poi nel 2022.

L'investimento totale 2020 per il piano Open Meter è stato pari a circa 450 milioni di euro, comprensivi sia delle attività di installazione dei contatori sia delle attività di installazione dei concentratori.

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.

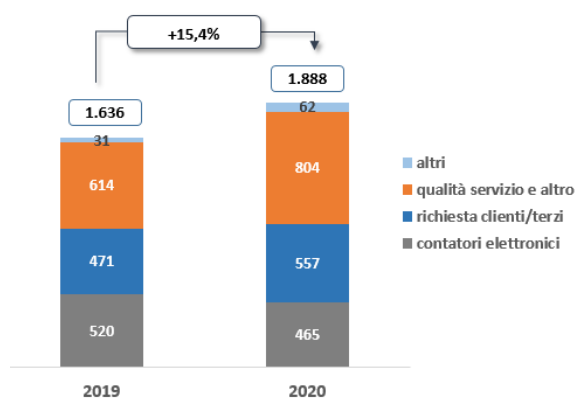
Nel corso dell'anno 2020:

- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di circa 10.300 km di rete di infrastruttura elettrica aerea. Dall'inizio del progetto i chilometri di rete elettrica certificati sono circa 58.300 km;
- gli operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 10.000 km di rete. Dall'inizio del progetto sono state accettate Offerte per circa 46.400 km;
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per circa 2.400 km di infrastruttura elettrica aerea. Dall'inizio del progetto sono stati effettuati lavori di adeguamento per quasi 5.900 km.

Complessivamente, a fine 2020, l'infrastruttura elettrica aerea e interrata messa a disposizione degli operatori di telecomunicazioni da e-distribuzione è di quasi 40.000 km, oltre a circa 4.000 km a cui gli Operatori stessi hanno rinunciato.

Investimenti

Gli investimenti realizzati nel corso del 2020 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli adeguamenti alle prescrizioni e agli adeguamenti tecnologici.



Gli investimenti legati alla richiesta di clienti o terzi presentano complessivamente un incremento di circa euro 86 milioni rispetto a dicembre 2019.

Le ragioni principali dell'incremento sono riconducibili ad un incremento delle richieste di connessione (in aumento di circa euro 45 milioni), delle richieste da produttori (in aumento di circa euro 5 milioni), per adeguamento al carico (in aumento di circa euro 5 milioni) e delle richieste di spostamento impianti da parte clienti/terzi (incrementate di euro 31 milioni, di cui euro 17 milioni relative a richieste di operatori telefonici per l'appoggio della fibra ottica sugli impianti della Società).

Gli investimenti in "contatori elettronici" (inclusi gli apparati di teletrasmissione), risultano in riduzione di euro 55 milioni. In particolare, quelli connessi all'attuazione 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, registrano una contrazione di circa euro 49 milioni, da ascrivere essenzialmente all'impatto del Covid-19. Al 31 dicembre 2020 su un parco contatori elettronici installati di circa 31,4 milioni, circa 18 milioni sono di seconda generazione di cui circa 5 milioni installati nel corso del 2020.

Gli investimenti in "qualità del servizio e altro" (adeguamenti e/o interventi a seguito guasti) registrano un aumento complessivo di euro 190 milioni rispetto al 2019.

In particolare:

- gli investimenti per la qualità del servizio del 2020 sono riconducibili prevalentemente al contenuto della delibera ARERA 566/2019/R/eel, che ha definito la regolazione per la continuità del servizio per il semiperiodo di regolazione 2020-2023. Ciò ha comportato un incremento degli investimenti in progetti di qualità e crescita per euro 173 milioni;
- gli investimenti riguardanti i Progetti Finanziati (PON) registrano un aumento pari a euro 13 milioni;
- gli investimenti relativi al Piano Resilienza, presentano un contenimento rispetto al 2019 pari a complessivi euro 27 milioni, la flessione è da attribuire principalmente al rallentamento delle attività a causa dell'emergenza Covid-19;
- gli investimenti per adeguamenti registrano un leggero decremento pari a euro 9 milioni, mentre si registra un incremento negli investimenti di mantenimento in qualità su condizione pari a euro 34 milioni;
- gli interventi di ricostruzione a seguito di guasti presentano una flessione di euro 9 milioni, compensati da un aumento in Altri investimenti, principalmente asset informatici e immobili pari a euro 15 milioni.

Gli "altri" investimenti presentano un incremento complessivo pari a euro 31 milioni riconducibile principalmente all'aumento delle attività materiali in leasing in seguito alla sottoscrizione di nuovi contratti.

Politica ambientale

Anche per il 2020 e-distribuzione ha mantenuto la certificazione UNI EN ISO 14001 relativa alla Gestione Ambientale, nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato applicato in tutte le strutture organizzative e per tutti gli impianti della Rete, garantendo tra l'altro il continuo controllo degli aspetti ambientali connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica.

Nel 2020 è stato rinnovato il documento di "Politica integrata salute e sicurezza sul lavoro, ambiente, qualità, energia e prevenzione della corruzione", che definisce i principi in base ai quali e-distribuzione gestisce le proprie attività, tra cui i seguenti relativi anche agli aspetti ambientali:

- persegue il miglioramento continuo dei processi aziendali, della sicurezza e salute dei propri lavoratori, della qualità del servizio, della razionalizzazione dei consumi energetici e della prevenzione della corruzione, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della biodiversità e della sostenibilità;
- valuta costantemente i rischi e le opportunità legati ai processi aziendali e adotta un approccio sistematico di mitigazione;
- assicura nello svolgimento dell'attività lavorativa l'utilizzo di attrezzature e strumenti conformi ai requisiti di salute, sicurezza, ambiente e qualità;
- promuove per i propri stakeholder iniziative per accrescere la consapevolezza ed incentivare condotte virtuose in tema di ambiente, salute e sicurezza sul lavoro, efficienza energetica e prevenzione della corruzione;
- promuove e sviluppa costantemente soluzioni tecnologiche sostenibili, nelle fasi di costruzione, esercizio e smantellamento degli impianti, in una prospettiva di analisi del ciclo di vita, di economia circolare e di tutela della biodiversità;
- soddisfa le esigenze del mercato sviluppando, producendo ed installando, sulle proprie reti, sistemi evoluti di smart metering, che favoriscono una maggiore consapevolezza dei consumi da parte dei clienti finali ai fini della promozione dell'efficienza energetica e dell'uso razionale delle risorse;
- collabora con le autorità e con gli organismi di vigilanza, promuovendo interventi di tutela dell'ambiente, di prevenzione e protezione in materia di sicurezza e salute dei lavoratori;
- promuove il coinvolgimento dei propri fornitori e appaltatori nei programmi di miglioramento continuo al fine di perseguire gli obiettivi della Società;
- adotta iniziative per comunicare efficacemente la politica integrata della qualità, della salute e sicurezza del lavoro, dell'ambiente e della prevenzione della corruzione;
- verifica periodicamente i principi della politica e la gestione dei processi della Società, in coerenza con gli obiettivi strategici e gli indirizzi del Gruppo Enel.

Nel rispetto di tali principi e in continuità con gli anni precedenti, E-Distribuzione ha proseguito nel 2020 le azioni volte a contenere l'impatto sull'ambiente delle reti elettriche, quali:

- studi accurati dei tracciati delle linee elettriche e adozione di 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;
- definizione di metodi di lavoro e interventi formativi inerenti attività su apparecchiature contenenti SF6;
- eliminazione progressiva delle apparecchiature in olio contaminato da PCB, anche in anticipo rispetto alle scadenze previste dalla legislazione;
- attenta gestione dei rifiuti con l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e l'impegno al recupero;

- monitoraggio continuo delle performance ambientali, anche grazie all'implementazione di supporti informatici, e delle criticità ambientali, con frequenti visite di sorveglianza su tutto il territorio;
- 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;
- 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, associazioni e organismi nazionali per la tutela della biodiversità, che prevedono interventi sulle linee per consentire la stabilizzazione, il ripopolamento e il monitoraggio di specie animali minacciate.

Nel corso del 2020, al fine di recepire cambiamenti organizzativi e normativi, è continuata anche l'attività di revisione delle procedure in materia ambientale; nello specifico sono state aggiornate le seguenti istruzioni operative:

- Gestione apparecchiature in olio (anche con PCB);
- Identificazione e valutazione degli aspetti e degli impatti ambientali di E-Distribuzione;
- Gestione dei materiali contenenti amianto;
- Modalità di gestione degli FGAS e degli ODS contenuti in apparecchiature funzionali alla rete elettrica.

In continuità con gli anni precedenti, nel 2020 sono state inoltre realizzate nuove iniziative di sensibilizzazione e sviluppo della cultura ambientale, rivolte sia alla popolazione dell'unità Salute Sicurezza Ambiente, sia ai ruoli tecnico-gestionali.

Nel primo caso la formazione ha riguardato temi specifici come la gestione dei materiali contenenti amianto, il trasporto di merci pericolose, i principi della norma ISO 14001, i controlli ambientali, oltre che argomenti più generali come la sostenibilità e l'economia circolare.

Nel secondo caso la normativa ambientale e, più in particolare, la gestione dei rifiuti e le bonifiche, sono stati gli argomenti trattati nella formazione destinata ai ruoli di coordinamento tecnico (Responsabili di Zona e Capi Unità Operativa).

Le stesse tematiche (gestione rifiuti, bonifiche, sostenibilità) sono state anche rivolte a tecnici e apprendisti di Zona. In tutti i casi sono state adottate modalità di formazione da remoto (*virtual room* e *webinar*), consentendo di coinvolgere un elevato numero di partecipanti.

Infine, per quanto attiene gli indicatori di performance ambientali, nel 2020 la percentuale di recupero dei rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti direttamente da E-Distribuzione si attesta al 72%, mentre la percentuale di trasformatori MT/BT con PCB in servizio si è ridotta ulteriormente dallo 0,1% allo 0,07% 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 euro e l'introduzione nel calcolo, oltre agli scambi sulla borsa, anche dei contratti bilaterali compresi in un range di prezzo inferiore a 250 euro 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 euro. 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 relazione all'emergenza sanitaria, il MISE ha prolungato il termine di scadenza dell'anno d'obbligo 2019 fino al 30.11.2020, dando maggior respiro ai soggetti obbligati. Tuttavia, ad oggi non è stato preso alcun provvedimento sull'anno d'obbligo 2020 che avrà una durata di soli 6 mesi, con obblighi in scadenza superiori rispetto al 2019. Il nuovo Decreto che il MISE emetterà, volto a regolamentare gli anni d'obbligo 2021-2024 dovrebbe contenere, così come espresso dal MISE in più occasioni, anche misure volte a riproporzionare i volumi d'obbligo 2020, in relazione al dimezzamento della sua durata.

Dopo il processo di consultazione con gli operatori, sopra descritto, ARERA ha emesso il 14 luglio 2020 la Delibera 270 che determina le nuove regole di ridefinizione del calcolo del contributo, confermando il cap a 250€/TEE ed integrando il contributo (per gli anni d'obbligo 2019 e 2020) con un rimborso aggiuntivo di un valore massimo pari a 10€/TEE valevole sui soli TEE acquistati sul mercato, il cui valore è rapportato all'insufficienza dei titoli disponibili rispetto agli obblighi assegnati ai distributori. La Delibera non contiene rimborsi per le perdite dell'anno d'obbligo 2018 e accenna solamente alla possibilità di ristoro delle perdite sostenute per l'acquisto dei titoli "virtuali" acquistati dal 2018 per poter adempiere all'obbligo senza incorrere in sanzioni.

Il D.M. 2018 ha introdotto anche la possibilità di acquistare titoli "virtuali", 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 "virtuali" 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 novembre 2020, alla scadenza dell'anno d'obbligo 2019, e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 1.695.527 TEE e ha contemporaneamente acquistato TEE "virtuali" pari a n. 996.390: con questi volumi ha conseguito il 60% dell'obiettivo specifico 2019, azzerato il residuo obbligo 2017 e contribuito anche a quota parte dell'obbligo 2018, in scadenza il 31.05.2021.

Nel mese di 31 dicembre 2020 la società ha acquistato 91.325 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2021 e compresi i TEE "virtuali", almeno il 60% dell'obbligo 2020 (il cui volume non è ancora stato definito), oltre alla quota restante dell'obbligo 2018.

Nel corso del 2020, 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. La media di mercato per l'anno d'obbligo 2019 (periodo 01 giugno 2019-30 novembre 2020) è stata infatti 261,38€/TEE.

Cambiamento climatico: rischi ed opportunità

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico

I cambiamenti climatici e la conseguente transizione energetica avranno effetti sulle attività di e-distribuzione S.p.A. secondo varie dinamiche.

Per identificare in maniera strutturata e coerente con le raccomandazioni della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) le principali tipologie di rischio e di opportunità e gli impatti sul business ad essi associati, è stato adottato un framework che rappresenta in maniera esplicita le principali relazioni tra variabili di scenario e tipologie di rischio ed opportunità, indicando le modalità di gestione strategiche ed operative che considerano anche misure di mitigazione e adattamento.

Si identificano due principali macro-categorie di rischi/opportunità: quelle derivanti dall'evoluzione delle variabili fisiche e quelle derivanti dall'evoluzione degli scenari di transizione. Il framework descritto è realizzato in un'ottica di coerenza complessiva, che consente di analizzare e valutare l'impatto dei fenomeni fisici e di transizione secondo scenari alternativi solidi, costruiti grazie ad un approccio quantitativo e modellistico unito al dialogo continuo sia con gli stakeholder interni, sia con autorevoli riferimenti esterni.

I rischi fisici vengono suddivisi a loro volta tra acuti (ovvero eventi estremi) e cronici: i primi sono legati al verificarsi di condizioni meteorologiche di estrema intensità, i secondi sono legati a cambiamenti gradualmente strutturali nelle condizioni climatiche.

Gli eventi estremi espongono a: potenziale indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, costi di ripristino, disagi per i clienti, etc. Il mutamento cronico delle condizioni climatiche espone, invece, ad altri rischi o opportunità: ad esempio, variazioni strutturali di temperatura potrebbero provocare variazioni della domanda elettrica.

Cambiamenti fisici acuti fonti di rischi ed opportunità

Per quanto riguarda i fenomeni fisici acuti (eventi estremi), l'intensità e la frequenza dei fenomeni fisici estremi possono arrecare danni fisici rilevanti e inaspettati sugli asset ed esternalità negative legate all'interruzione del servizio.

Tali fenomeni, nelle diverse casistiche quali nevicate eccezionali, tempeste di vento, inondazioni o ondate di calore, si caratterizzano per una notevole intensità e una frequenza di accadimento che è aumentata nel recente passato, e che considerando gli scenari climatici futuri di lungo periodo, vede un possibile trend di crescita. Sono queste caratteristiche che rendono efficace la denominazione di "eventi estremi" per questo tipo di fenomeni.

Quindi e-distribuzione S.p.A., per i motivi sopra descritti, già attualmente si trova a dover gestire il rischio derivante da eventi estremi nel breve periodo. Contemporaneamente, si sta estendendo la metodologia anche ad orizzonti temporali più ampi (al 2050) secondo gli scenari di cambiamento climatico dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) individuati.

Metodologia di valutazione del rischio da eventi estremi

Al fine di quantificare il rischio derivante da eventi estremi, in coerenza con quanto effettuato da tutte le società del Gruppo Enel, e-distribuzione S.p.A. fa riferimento a una consolidata metodologia di analisi del rischio catastrofico, utilizzata nel settore assicurativo e anche nei report dell'IPCC⁶.

La metodologia è applicabile all'insieme degli eventi estremi che possono essere oggetto di analisi, quali le nevicate eccezionali, le tempeste di vento, le ondate di calore, le inondazioni etc. In tutte le suddette tipologie di eventi naturali, comunque, si individuano tre fattori indipendenti che, sinteticamente, sono di seguito descritti:

- La **probabilità dell'evento** (c.d. Hazard), cioè la sua frequenza teorica su uno specifico arco temporale: il tempo di ritorno. In altre parole, un evento catastrofico che abbia, ad esempio, un tempo di ritorno di 250 anni implica che ad esso sia associabile una probabilità dello 0.4% che possa accadere in un anno. Tale informazione, necessaria alla valutazione del livello di frequenza dell'evento, è poi associata alla sua distribuzione geografica rispetto ai diversi luoghi dove sono presenti gli asset del portafoglio.

Quindi la Società adotta, a tal fine, lo strumento delle mappe di hazard che associano, per le diverse tipologie di catastrofi naturali, a ogni punto geografico della mappa globale, la corrispondente stima della frequenza associata all'evento estremo. Queste informazioni, organizzate in dei veri e propri database geo-referenziati, possono essere fornite da società globali di ri-assicurazione, società di consulenza meteorologica o istituzioni accademiche.

- La **vulnerabilità**, che, in termini percentuali, indica quanto valore viene perso e/o danneggiato al verificarsi dell'evento catastrofico. In termini più specifici, quindi, si può far riferimento al danneggiamento di asset materiali e all'impatto sulla continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il cliente finale.

La Società, soprattutto nel caso di danni ai propri asset, realizza e promuove specifiche analisi di vulnerabilità relative ad ogni tecnologia presente nel proprio portafoglio: reti di distribuzione, cabine primarie e secondarie. Tali analisi, naturalmente, sono poi focalizzate sugli eventi estremi che impattano maggiormente le diverse tipologie di tecnologie, dunque, in questo modo, si viene a definire una sorta di matrice che associa ai singoli eventi catastrofici naturali la corrispondente tipologia di asset impattata in modo rilevante.

- L'**esposizione** è l'insieme dei valori economici che possono avere impatti non trascurabili in presenza di eventi naturali catastrofici.

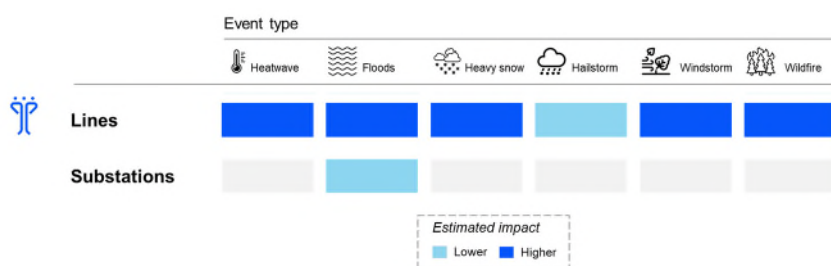
⁶ L. Wilson, "Industrial Safety and Risk Management". University of Alberta Press. - T. Bernold. "Industrial Risk Management". Elsevier Science Ltd. - Kumamoto, H. and Henley, E. J., 1996, Probabilistic Risk Assessment And Management For Engineers And Scientists, IEEE Press, ISBN 0-7803100-47 Nasim Uddin - Alfredo H.S. Ang. (eds.), 2012, Quantitative risk assessment (QRA) for natural hazards, American Society of Civil Engineers CDRM Monograph no. 5 UNISDR, 2011 - Global Assessment Report on Disaster Risk Reduction: Revealing Risk, Redefining Development. United Nations International Strategy for Disaster Reduction. Geneva, Switzerland.

Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation - A Special Report of Working Groups I-II of the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA.

L'insieme dei tre fattori sopra descritti: hazard, vulnerabilità ed esposizione costituisce l'elemento fondamentale per la valutazione del rischio derivante da eventi estremi.

In tal senso e-distribuzione S.p.A., rispetto alle varie minacce, differenzia le analisi di rischio a seconda della vulnerabilità dei propri impianti.

Quindi, si è definita, in collaborazione con la Global Business Infrastrutture & Reti, una tabella dove sono correlati gli impatti dei principali eventi estremi sulle diverse tecnologie relative alla rete di distribuzione:



Gestione del rischio da eventi estremi nel breve termine

Nell'orizzonte di breve termine (1-3 anni) la Società, oltre a quanto illustrato precedentemente in termini di valutazione e quantificazione del rischio, mette in atto delle azioni volte alla riduzione degli impatti che il suo business può subire in seguito a eventi estremi di tipo catastrofe. In tal senso si possono distinguere due principali tipologie di azioni: la definizione di una efficace copertura assicurativa e le diverse attività legate alla prevenzione dei danni che potrebbero derivare da eventi estremi.

Di seguito si illustrano le caratteristiche generali di tali azioni.

Le assicurazioni nel Gruppo Enel

Il Gruppo Enel, annualmente, definisce programmi globali di assicurazione per i propri business, presenti nei diversi paesi in cui opera. I due programmi principali, in termini di ampiezza di copertura e di volumi, sono i seguenti:

- Il **Programma Property** per ciò che concerne i danni materiali che possono subire gli asset e l'interruzione del business che ne deriva. Quindi, oltre al costo per la ricostruzione a nuovo dell'asset (o di sue parti), si remunerano, entro i limiti e le condizioni definite nelle polizze, anche le perdite economiche dovute ai loro fermi in termini di produzione e/o di distribuzione dell'energia elettrica.
- Il **Programma Liability** che copre i danni a terze parti, conseguenti anche agli impatti che possono avere eventi estremi sugli asset e il business del Gruppo.

A partire da una efficace valutazione del rischio, si possono dunque definire adeguati limiti e condizioni assicurative all'interno delle polizze di copertura e questo vale anche nel caso di eventi estremi naturali, legati al cambiamento climatico. Infatti, in quest'ultimo caso gli impatti sul business possono essere notevoli, ma come si è verificato nei

casi accaduti in passato e in diverse località del mondo, il Gruppo non ha subito particolari danni, grazie agli ampi limiti di copertura assicurativa che sono anche conseguenza di una solida struttura di ri-assicurazione, rispetto alla società captive Enel Insurance N.V. del Gruppo.

In un tale contesto di efficace copertura assicurativa, non sono comunque meno rilevanti le azioni che e-distribuzione pone in essere nell'ambito della prevenzione per limitare i danni ai propri asset di distribuzione dell'energia elettrica o per ripristinare nel più breve tempo possibile il servizio. Infatti, se da un lato gli effetti di tali attività hanno immediato riscontro nella mitigazione degli impatti dovuti agli eventi estremi, dall'altro sono presupposto necessario per ottimizzare e minimizzare, rispetto al mercato assicurativo, i costi dei propri programmi globali di copertura, anche, del rischio legato agli eventi catastrofici naturali.

La prevenzione dei danni derivanti da eventi estremi

Nella business line Infrastrutture & Reti (a cui appartiene e-distribuzione), negli ultimi anni, il gruppo Enel per far fronte agli eventi climatici estremi ha adottato, un approccio denominato "4R" che, in un'opportuna Policy (N. 486: *4R Innovative Resilience Strategy for power distribution networks*), definisce le misure da adottare sia in fase di preparazione di un'emergenza sulla rete sia per un repentino ripristino del servizio ex post, ovvero una volta che gli eventi climatici abbiano causato danni agli asset e/o disalimentazioni. La strategia delle 4R si articola in quattro fasi:

- 1) **Risk Prevention:** include azioni che consentano di ridurre la probabilità di perdere elementi di rete a causa di un evento e/o a minimizzare i suoi effetti, ovvero sia interventi atti ad aumentare la robustezza dell'infrastruttura o la sua possibilità di riconfigurazione, sia interventi di manutenzione. I primi, in particolare, non sono tanto rivolti al miglioramento della qualità del servizio, quanto a ridurre il rischio di interruzioni prolungate ed estese in caso di eventi critici rari e di grande impatto, secondo un approccio probabilistico.
- 2) **Readiness:** comprende tutti gli interventi finalizzati a migliorare la tempestività con cui viene identificato un evento potenzialmente critico, ad assicurare il coordinamento con la Protezione Civile e le istituzioni locali, nonché a predisporre le necessarie risorse ad affrontare l'emergenza.
- 3) **Response:** rappresenta la fase in cui viene dispiegata la capacità operativa per far fronte ad un'emergenza al verificarsi di un evento estremo, direttamente correlata alla capacità di mobilitare risorse operative sul campo e alla possibilità di effettuare manovre telecomandate di rialimentazione tramite collegamenti resilienti di backup.
- 4) **Recovery:** è l'ultima fase nella quale si ha l'obiettivo di far tornare la rete, quanto prima, in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l'evento meteo estremo abbia determinato interruzioni del servizio nonostante tutte le misure di incremento della resilienza precedentemente adottate.

e-distribuzione S.p.A., seguendo tale approccio, in applicazione di procedure interne che rispettano quanto definito dalle policy della Global Business Line di appartenenza, adotta le seguenti iniziative:

- in ambito *Risk Prevention*, dal 2017, la Società, in conformità alle delibere ARERA n. 2/2017 e n. 668/2018, predispose e realizza il Piano Resilienza, che rappresenta un addendum del Piano di Sviluppo nel quale si prevedono investimenti ad-hoc, su un orizzonte di 3 anni, che mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi appartenenti a determinati cluster critici: ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste

di vento (caduta di alberi ad alto fusto). Nel triennio 2017-2019 sono stati già investiti circa 400 mln€ ed una cifra simile verrà impiegata anche nel triennio successivo (circa 130 M€/anno), come specificato nell'addendum al Piano 2020-2022, interessando circa 3 milioni di clienti e fino a 4.000 km di linee di media tensione. Per esempio, nel caso del manicotto di ghiaccio, fenomeno legato alla rottura dei conduttori delle linee aeree nel caso di formazione di accumulo di neve umida, si è valutato il rischio di tali disservizi partendo dalla probabilità di perdere porzioni di rete e calcolandone il relativo impatto in termini di clienti disalimentati ed il danno in termini di energia non fornita; a fronte di questi rischi sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo isolato, vie di rialimentazione non vulnerabili e l'impiego del telecontrollo per sezionare nel più breve tempo possibile la porzione di rete affetta dal guasto.

Inoltre, e-distribuzione ha previsto anche le seguenti ulteriori azioni di *Risk prevention*:

- Gestione della vegetazione: viene effettuata periodicamente l'attività di taglio piante (come regolato anche dall' Istruzione Operativa n. 1530 "Gestione delle attività di manutenzione della Rete Elettrica"). Esiste in ogni caso la possibilità di rafforzare l'attività di taglio piante "on condition" tramite la gestione delle criticità per vegetazione sull'applicativo di manutenzione Ma.Re.
- Gestione mirata sulle situazioni a rischio incendio tramite apposite procedure in virtù di quanto previsto dall' Istruzione Operativa n. 3376 "Misure di prevenzione dei rischi e di preparazione in caso di incendi boschivi che coinvolgono gli impianti elettrici", dall'Istruzione Operativa n. 1521 "Disattivazione di impianti elettrici AT-MT-BT in caso di incendi o di situazioni di pericolo" e dall'Istruzione Operativa n. 2064 "Conformità legislativa degli impianti di e-distribuzione rischio incendio DPR 151", in conformità con le Policy Global;

In ambito *Readiness*, anche in conformità alla norma CEI 0-17, e-distribuzione adotta le seguenti misure:

- Protocolli con istituzioni e altri enti. I principali sono: "Protocollo D'Intesa tra Enel Italia e Presidenza del Consiglio dei Ministri – Dipartimento della Protezione Civile", "Protocollo d'intesa firmato tra TERNA ed e-distribuzione" e "Protocollo d'intesa firmato tra ANCI ed e-distribuzione";
- come previsto dalla Policy n. 34 "Incident and Crisis Management Global Infrastructure and Networks Guidelines" e ripreso dalla Istruzione Operativa n. 1510 "Classificazione e Gestione delle emergenze sulla rete elettrica. Gestione degli eventi critici", vengono svolte regolarmente e con il coinvolgimento di tutti gli attori coinvolti (unità esterne ad e-distribuzione, fornitori, TERNA, ecc) delle simulazioni nazionali e territoriali di emergenza;
- predisposizione di gruppi elettrogeni, torri faro, cavi di by-pass e laboratori mobili cerca guasto. Semestralmente (in corrispondenza dell'arrivo dell'estate e dell'inverno) vengono testate le procedure utilizzate in emergenza;
- contratti per ispezioni eliportate in condizioni d'emergenza;
- contratti per il trasporto di materiale in elicottero in condizioni d'emergenza;
- possibilità di potenziare il servizio di segnalazione guasti sia interno che esterno (così come previsto dalla già citata Istruzione Operativa n. 1510);
- servizio meteo che prevede sia un sistema di previsioni meteorologiche che di previsione del rischio di impatto sulla rete elettrica (tramite il calcolo dell'Indice di Rischio Meteo Elettrico – IRME), con invio di bollettini quotidiani, portale dedicato aggiornato ogni 6 ore, dettaglio fino al perimetro comunale e attivazione del servizio di nowcasting in caso di condizioni meteo avverse;

- informativa alla clientela fornita attraverso (oltre a call center): powercut map, App dedicata, Chatbot accessibile da sito internet, messaggistica istantanea Facebook/Messenger e costante contatto con le istituzioni territoriali in caso di disservizi;

In tema *Response e Recovery* e-distribuzione si attiva come nel seguito:

- A seguito di disservizi estesi e/o prolungati vengono attivati i flussi comunicativi previsti dalla Istruzione Operativa n. 1510 “Classificazione e Gestione delle emergenze sulla rete elettrica. Gestione degli eventi critici” (anche con comunicazioni verso l'esterno);
- In caso di emergenze, la suddetta Istruzione Operativa prevede la nomina di un Responsabile per la Gestione delle Emergenze, l'apertura di presidi sia interni alle unità di e-distribuzione che presso istituzioni. È prevista anche l'organizzazione di task force di personale e mezzi che accorrono da Aree territoriali diverse da quella impattata dall'emergenza;
- Viene gestita una messaggistica automatica da fornire ai clienti che telefonano per avere informazioni sullo stato delle disalimentazioni in atto.

Tali attività vengono svolte nel rispetto della Istruzione Operativa n. 3540 “Strategia di resilienza innovativa per le reti di distribuzione dell'energia”, che recepisce la policy Global n. 486 “Global Infrastructure and Networks 4R Innovative Resilience Strategy for power distribution networks”.

In aggiunta, in un'ottica non solo di valutazione di emergenze meteo nel breve-medio termine, ma anche in considerazione del cambiamento climatico al quale si sta assistendo, sono in corso collaborazioni con i principali Istituti di ricerca per analizzare l'andamento dei fenomeni maggiormente critici (*Tabella 1*) per gli asset della rete elettrica di distribuzione per stimarne l'impatto futuro sulla rete nel medio-lungo termine. Si riportano alcuni esempi:

Ondate di calore

- Tale evento critico è caratterizzato, dal permanere per più giorni di alte temperature in corrispondenza di assenza di precipitazioni e, ostacolando lo smaltimento del calore delle linee in cavo interrato, provoca un anomalo incremento del rischio di guasti multipli sulle reti soprattutto nelle aree urbane e nei centri di turismo estivo. Tali analisi hanno fornito primi risultati per e-distribuzione S.p.A., data la presenza di un archivio storico particolarmente profondo relativo ad eventi di questa natura e all'esperienza maturata per gli interventi previsti nel Piano Resilienza. Alla luce degli scenari climatici realizzati ad-hoc per valutare il trend delle ondate di calore in Italia e dalla correlazione storica evento estremo-costi, prendendo come riferimento un anno particolarmente critico (il 2017 scelto sia per intensità del fenomeno che per sua estensione sull'intero territorio nazionale), si è ottenuta una prima stima degli eventuali costi associati all'aumentare delle ondate di calore nel periodo 2030-2050. Tali stime del potenziale extra costo prospettico annuale sono state valutate nei tre scenari RCP (orizzonte 2030 – 2050), mostrando come in uno scenario RCP 2.6 essi non rappresentino più del 3% del valore annuale degli interventi previsti nell'attuale piano Resilienza 2020-2022 sopra descritto, così come non vanno oltre il 5% nello scenario RCP 8.5.

Incendi

- Relativamente al rischio incendio, nonostante l'irrelevanza di eventi ad oggi registrati nelle reti della Società che non ha generato l'esigenza di un'analisi di impatti, la Business Line Infrastrutture & Reti, unitamente alla Policy 439 sopra citata, sta predisponendo un approfondimento degli scenari al 2030-2050 sull'evoluzione del fenomeno per eventuale perfezionamento della Policy stessa.

Risorse umane

Organizzazione

Al 31/12/2020 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941 del 01/12/2020 e si compone di:

- Unità Tecniche Centrali: Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione, Salute, Sicurezza, Ambiente e 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.

Nella Disposizione Organizzativa del 01/12/2020 l'unità Qualità e quella di Salute, Sicurezza e Ambiente sono confluite in una nuova unità denominata Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità.

Inoltre, e-distribuzione S.p.A., essendo parte di una Società verticalmente integrata (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 2020 del personale di e-distribuzione S.p.A. è stata pari a 14.740 unità, con un decremento netto di 165 unità rispetto al 31 dicembre 2019 dovuto a 475 cessazioni (di cui 372 per effetto art.4) e alla mobilità in uscita (117) verso altre Società del Gruppo. Nel 2020 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento 336 risorse di cui 62 impiegati e 273 operai; relativamente alla mobilità interna si è registrato l'ingresso di 91 risorse provenienti da altre Società del Gruppo.

	Consistenza al 31 dicembre 2019	Assunzioni e reinserimenti(*)	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2020
Dirigenti	98	-	4	2	4	100
Quadri	1.019	1	53	(16)	87	1.038
Impiegati	6.861	62	306	7	157	6.781
Operai	6.927	273	112	(19)	(248)	6.821
TOTALE	14.905	336	475	(26)	-	14.740

(*) di cui 45 operai in Alternanza Scuola Lavoro

Sviluppo e Formazione

Le principali attività di Sviluppo dell'anno 2020 sono state le seguenti:

1. Definizione di un percorso di upgrade professionale per 19 Manager/Middle Manager High Potential, volto a favorire la diffusione di stili di leadership evoluti:

Mediante attività prevalentemente esperenziali (Workshop ispirazionali, Executive Coaching, Job Shadowing con Manager di aziende esterne, Company Tour & Challenge su progettualità di Start Up) si mira a sviluppare skills manageriali, intese sia come capacità di innovare e guidare il cambiamento, sia come capacità di leadership ed influenza sulle proprie risorse. Inoltre, il percorso mira a creare una community che condivida conoscenze, approccio e cultura.

2. Ideazione di un percorso di sostegno per i laureandi in servizio che hanno raggiunto il 70% del percorso di studi:

Il progetto consiste nell'offrire ai colleghi laureandi 120 ore di permesso retribuito aggiuntive, rispetto alle 20 già riconosciute dal contratto, per la preparazione degli esami e della tesi. L'obiettivo è quello di liberare le risorse di pensiero e di azione, ovvero consentire alle persone di sviluppare il proprio potenziale per potersi esprimere al meglio, nella vita privata e in azienda.

3. Definizione di un processo di valorizzazione degli operai laureati, mediante l'inserimento in percorsi impiegatizi:

Il progetto consiste nell'offrire, mediante il passaggio alla carriera impiegatizia, una opportunità di crescita e di riqualificazione professionale ai colleghi operativi che hanno investito con impegno sulla propria formazione. Allo stesso tempo, favorire la condivisione e la messa a beneficio dell'intera azienda dell'upskilling da parte loro acquisito.

4. Implementazione di azioni volte a favorire una spinta alla crescita professionale delle giovani risorse di età inferiore ai 35 anni:

Il progetto consiste nel favorire un cambio di posizione ed attività delle giovani risorse che ricoprono da più di 3 anni la medesima posizione, per diversificare le competenze, accrescere la flessibilità, stimolare il cambiamento, promuovere la consapevolezza del ruolo attivo nella propria crescita.

5. Collaborazione con il Politecnico di Milano per la progettazione ed erogazione di un Master di II livello sul tema delle Smart Grids, aperto sia a candidati esterni inseriti in azienda con contratto di apprendistato di alta formazione, sia a 10 candidati interni under 35 in possesso di laurea magistrale:

L'obiettivo è quello di creare un percorso di eccellenza per giovani laureati, per accrescere il sapere e, per i migliori, offrire una via privilegiata di ingresso nel mondo del lavoro, quindi accelerare il processo di apprendimento preparando risorse capaci di gestire le Smart Grids.

6. Collaborazione con l'Università Roma 3 per l'integrazione del piano formativo del corso triennale in ingegneria elettronica con conoscenze tecniche e capacità operative allineate alle esigenze di e-distribuzione ed inserimento in azienda di 15 studenti con contratto di apprendistato di alta formazione e ricerca:

L'obiettivo è integrare il piano formativo universitario con la formazione aziendale per consentire agli apprendisti il conseguimento del diploma universitario contestualmente alla maturazione di una prima esperienza lavorativa.

Le principali attività di Formazione per l'anno 2020 hanno riguardato:

1. La realizzazione di percorsi formativi specialistici mirati per supportare lo sviluppo professionale nel particolare periodo di emergenza sanitaria che ha caratterizzato il 2020 e la riprogettazione in modalità "aula virtuale" dei percorsi di formazione ricorrente, al fine di non bloccare il processo formativo nonostante le restrizioni dovute alla situazione epidemiologica
2. La definizione di una nuova procedura organizzativa che regola e definisce il processo di gestione del Piano Annuale Integrato della formazione in E-Distribuzione. La nuova procedura organizzativa ha reso possibile la programmazione di dettaglio della formazione dell'anno successivo, consentendo approfondite analisi ad es. sulla distribuzione dei corsi sui diversi target e sull'effort ricadente sui diversi periodi dell'anno.

Grande attenzione è stata dedicata alle competenze Safety, con particolare riferimento alle nuove modalità di lavoro che hanno caratterizzato il 2020 (lavoro in "cellule" per il personale operativo e smart working per il resto dei dipendenti), e sulle competenze Digital, con particolare riferimento all'utilizzo di modalità e strumenti innovativi di lavoro, come ad es. piattaforme on line per la gestione delle riunioni e modalità Agili di lavoro.

Si è lavorato altresì su competenze soft e trasversali, con particolare attenzione al target degli apprendisti.

Relazioni sindacali

Nel corso del 2020 è stato sviluppato sul tavolo sindacale a livello centrale un percorso di confronto su temi riguardanti il funzionamento delle realtà operative delle Zone di e-Distribuzione, in una logica di miglioramento organizzativo e di garanzia di un efficace e razionale governo delle attività.

Sono state esaminate congiuntamente alle OOSS una pluralità di leve gestionali finalizzate al potenziamento della performance operativa in uno scenario di forti investimenti programmati sulle reti di distribuzione ed in un contesto altresì di cambiamento caratterizzato dalla penetrazione di nuove tecnologie e sistemi digitali.

In particolare, oggetto del confronto è stata l'evoluzione delle attività operative svolte con risorse interne o tramite ricorso ad appalti, il modello di funzionamento in reperibilità, le risorse e la gestione del turnover e la possibilità di introdurre orari differenziati per le squadre.

Con particolare riferimento al possibile affidamento a terzi di alcune predefinite attività di esercizio, si è registrata da parte delle Organizzazioni Sindacali una posizione di forte irrigidimento e dissenso sfociata in una fase di conflittualità consistente in stati di agitazione e proclamazione di sciopero di 4 ore. Tale fase è stata superata grazie

ad un costante e fattivo dialogo sociale che ha portato alla riapertura del confronto a livello strategico con la sottoscrizione, nel mese di dicembre 2020, di un Protocollo di intenti improntato su di un percorso condiviso finalizzato a promuovere l'evoluzione del settore in termini di innovazione, sostenibilità e valorizzazione delle persone occupate.

Nel mese di ottobre 2020 è stato stipulato un accordo che, nel confermare il precedente accordo di novembre 2015 di regolamentazione dell'art. 4 L. 92/2012, favorisce, una più ampia attuazione del piano di uscite 2016-20, consentendo il potenziale esaurimento delle manifestazioni di adesione pervenute da parte di dipendenti interessati all'uscita entro l'ultima finestra del piano (31 dicembre 2020).

Costante e proficuo è stato, infine, il dialogo tra parte aziendale e sindacale promosso anche attraverso l'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza di Infrastrutture e Reti, sede ove sono state affrontate, raccogliendo pareri e proposte, tutte le tematiche di competenza delineatesi nel corso dell'anno tra le quali notevole rilievo hanno assunto le misure in materia di prevenzione e contenimento della diffusione del contagio da Covid-19 (quali, ad es. dotazione DPI aggiuntivi, organizzazione per cellule, orari sfalsati, app E-Round), le iniziative di innovazione digitale di salute e sicurezza delineate nell'ambito del progetto digI&NIItaly, la introduzione delle nuove norme di prevenzione del rischio elettrico (PRE) ed il relativo percorso formativo, la definizione di iniziativa di sostenibilità tesa ad avviare in modo graduale e progressivo un servizio di lavaggio degli indumenti - DPI di II e III categoria da attuare mediante affidamento a terzi fornitori.

Sicurezza sul lavoro

Nell'ambito del piano delle iniziative volte al miglioramento continuo della sicurezza sul lavoro ed al mantenimento delle condizioni di salute dei lavoratori, oltre alle attività di formazione previste e alle iniziative avviate d'intesa con la Capogruppo e la Global Business Line, e-distribuzione S.p.A. ha implementato precedenti progetti ed avviato nuove attività, come di seguito riportato.

L'anno 2020 è stato caratterizzato dalla presenza della pandemia Covid-19 che ha pesantemente interessato il nostro Paese.

Iniziative di prevenzione e contrasto COVID-19

Per far fronte alla Pandemia assicurando la continuità dell'attività aziendale sono state messe in campo diverse iniziative, volte a garantire costantemente i migliori standard di sicurezza per il personale e-distribuzione e terzo coinvolto nei processi aziendali, superiori e comunque conformi ai provvedimenti di volta in volta emanati dall'autorità competente.

Nell'ambito delle iniziative di cui sopra, sono state di volta in volta emesse e diffuse al personale procedure, istruzioni operative e protocolli anti-contagio, che sono stati accompagnati da campagne di comunicazione e seminari tematici in modalità webinar.

Tra le azioni di prevenzione attuate nelle diverse fasi della pandemia, si riportano, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- Modalità di esecuzione della prestazione lavorativa: in funzione delle attività assegnate i lavoratori sono stati chiamati a fornire la prestazione lavorativa in smart-working prolungato, smart-working alternato o, per attività non remotizzabili, secondo le normali modalità con specifici accorgimenti di carattere operativo ed organizzativo, quali l'introduzione di turnazioni aggiuntive ed orari sfalsati;
- Gestione lavoratori fragili: implementazione di un sistema per l'individuazione dei lavoratori cosiddetti fragili e l'adozione delle conseguenti misure di tutela;

- Misure individuali di prevenzione e protezione:
 - o dotazione a tutto il personale di dispositivi di protezione individuale ed altre dotazioni (mascherine filtranti, mascherine chirurgiche, guanti monouso, tute monouso, gel e spray disinfettante ecc.);
 - o esecuzione autodiagnosi quotidiana presso il domicilio e/o presso apposite postazioni nelle sedi di lavoro;
 - o implementazione di un servizio di triage telefonico, a cura di operatore sanitario autorizzato
- Misure organizzative di prevenzione e protezione:
 - o organizzazione del lavoro in “cellule”: per limitare la probabilità di contagi estesi e garantire la continuità operativa si è proceduto con la suddivisione dell’organizzazione in cellule indipendenti costituite da un numero limitato di lavoratori.
 - o adeguamento degli spazi di lavoro, al fine di garantire la segregazione degli spazi destinati alle singole “cellule” ed aumentare il distanziamento, evitando così il più possibile situazioni di potenziale contagio;
 - o disponibilità nei locali di prodotti igienizzanti per la persona e per gli ambienti, sanificazione periodica degli ambienti di lavoro ed in particolare degli spazi comuni (spogliatoi e servizi), sanificazione almeno mensile di tutti gli automezzi aziendali, installazione della cartellonistica informativa, limitazione dell’accesso a terzi alle sedi di e-distribuzione

Formazione di apprendistato (Operaio 2.0) e alternanza scuola-lavoro

È proseguita nel 2020 l'erogazione dei moduli di formazione per i neoassunti degli anni 2017, 2018, 2019 ed è stato avviato il programma di formazione del I° anno per circa 120 apprendisti assunti a settembre e 110 apprendisti in ingresso nel mese di novembre 2020. Per tutti è stato nel contempo consolidato il percorso formativo sulla base dei nuovi contenuti afferenti ad argomenti tecnico/organizzativi (Digital Induction) e protocollo Covid-19.

Stante le forti limitazioni nell'erogare la formazione in contesto pandemico, sono stati organizzati in modalità virtual room i moduli a carattere teorico, mentre per gli argomenti pratici è stato costituito un protocollo training che ha permesso di svolgere l'addestramento in presenza presso i centri di addestramento grazie ad un periodo di smart working formativo successivo.

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 Sicuri

Il percorso intrapreso negli anni precedenti in tema di comportamenti sicuri è proseguito anche nel 2020, con l'estensione della formazione sia per il personale operativo di e-distribuzione sia per quello delle imprese appaltatrici.

Dopo le sessioni formative rivolte alle squadre di e-distribuzione in cui – sulla base del questionario di rilevazione della propensione al rischio – risultava almeno una persona con caratteristica di “incidentabilità”, si è proceduto con il coinvolgimento di tutte le restanti squadre, per un totale di circa 1600 persone formate da docenti interni.

Anche per il personale delle imprese, dopo la fase di somministrazione del questionario che aveva coinvolto nel 2019 oltre 2700 addetti, è stato previsto il corso comportamenti sicuri, realizzando, nel 2020, 15 sessioni formative per circa 230 partecipanti.

In entrambi i casi è stata sperimentata una nuova modalità di erogazione tramite aula virtuale, per favorire il coinvolgimento in sicurezza di un ampio numero di persone, preservando la dimensione esperienziale del corso attraverso l'analisi e il confronto su casi concreti, ad integrazione dei contenuti teorici focalizzati sulle componenti oggettive e soggettive del rischio.

Safety Leadership Program

Nell'ambito del progetto SHE2.019, è proseguito 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. Nei primi mesi dell'anno, si sono tenuti gli ultimi workshop territoriali utili a lanciare l'iniziativa in modo capillare, 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. Gli influencer sono stati inseriti in un percorso on the job, che consta di osservazioni di attività pratiche (meeting o controlli), di docenza in moduli formativi di gestione del rischio e Safety Leadership, di coinvolgimento attivo in discussione di tematiche trasversali (es. new normal o iniziative di prevenzione soft). Per favorire lo scambio di opinioni, l'estensione di iniziative di valore locali e rafforzare la loro identità, anche con le limitazioni per contenimento covid, è stata creata una Global community. Nel 2021 gli influencer riceveranno una sessione di coaching one to one e continueranno ad esser coinvolti in iniziative HSE.

Progetto #voceallasicurezza

Nel 2020 è stato avviato il progetto #voceallasicurezza che, attraverso format comunicativi diversi, divulgati a tutto il target di e-distribuzione perseguiva lo scopo di accrescere la cultura aziendale e far evolvere il mindset in ambito safety, oltre che stimolare in maniera costante l'attenzione e la sensibilità sulle misure di prevenzione, il rispetto delle regole e delle procedure.

Le iniziative, veicolate con cadenza mensile e messe a disposizione in una sezione dedicata della intranet, sono state:

- 4 videopillole del fumettista Makkox che ha raccontato la sicurezza in maniera insolita e graffiante;
- 6 racconti di Scuola Holden che ha romanizzato storie vere di colleghi
- 12 frasi evocative, sintetiche e di impatto divulgate con strumento di valore come il cedolino paga

Attività di controllo cantieri

L'attività di controllo è proseguita secondo la linea di azione già delineata nel 2019.

Le principali azioni sono di seguito riepilogate:

- ✓ Campagne di controlli mirati su specifici rischi, identificati dall'analisi del trend infortunistico (rischio elettrico, caduta dall'alto, caduta oggetti, organizzazione del cantiere)

- ✓ 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 (Extra Checking on Site) per verifica dei processi nelle Unità Organizzative
- ✓ 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.

Sono stati effettuati 35.600 controlli con un numero di cantieri irregolari pari a 1.025, il tasso di irregolarità rilevanti è pari a 0,02% (n. 158 irregolarità rilevanti su 675.500 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 2020 è il seguente: preposti impresa sospesi 86 a cui si aggiungono 72 addetti sospesi, 9 eventi stop work e 410 penali applicate.

Contractor Safety Index

Nel corso del 2020 è proseguito il processo di valutazione periodica degli appaltatori basato sulle performance riscontrate nei controlli in corso d'opera e sugli infortuni, basato sull'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).

Sono state valutate oltre 90 imprese e previste azioni di miglioramento, presidio e/o *consequence management* per ciascuna di esse.

Virtual Reality

Nel 2020 è proseguito il progetto "Realtà Virtuale"(RV), l'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.

Tutti i Centri di Addestramento Operativo Master (3) e Standard (8), già dotati di kit completo RV per provare i vari scenari hanno visto, dall'inizio del 2020, un incremento delle stazioni e la realizzazione di nuovi scenari, relativi sia ad attività operative tipiche della distribuzione elettrica, sia ad ambienti relativi a personale esterno.

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

Nel 2020 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'emissione di un unico documento PRE, formalmente approvato durante la fase di inchiesta interna, con il coinvolgimento anche delle Unità Sviluppo Rete, Esercizio e Manutenzione e delle Aree Territoriali Rete.

A valle dell'aggiornamento sui sistemi informativi aziendali (StWeb) iniziato nel quarto trimestre 2020 e che si concluderà nei primi mesi del 2021, si effettuerà il rilascio definitivo in esercizio della nuova revisione. Le problematiche correlate alla pandemia Covid-19, che ha fortemente impattato sui progetti di formazione, non hanno consentito di procedere con l'introduzione nel corso dell'anno 2020, 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), nonché il personale delle imprese appaltatrici, iniziata nel quarto trimestre 2020 sarà completata 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.

Anche nel corso del 2020 sono state condotte, come nell'anno precedente, 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), si è proseguito a fornire 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 2020 i controlli eseguiti da personale di e distribuzione su cantieri di sostituzione massiva sono stati circa 3.200.

Iniziative Digital in ambito HSE

La fase di implementazione degli applicativi HSE sviluppati nell'ambito del progetto "Digitaly", si è conclusa nel mese di ottobre 2020, portando alla realizzazione o al consolidamento in esercizio dei seguenti applicativi:

- AIDA (gestione infortuni e near miss): in esercizio a maggio 2020 su tutte le Aree Territoriali Rete, è stato completato con la migrazione dati storici ed il recepimento della nuova Policy di Gruppo sulla classificazione e gestione eventi;
- SiteID (carta di identità 'safety' degli impianti): in esercizio da dicembre 2019 per le Cabine Secondarie, è stata implementata l'integrazione con S-CAN (il sistema per la pianificazione e assegnazione dei controlli in cantiere) e l'ampliamento alle Cabine Primarie.
- Smart Control (applicativo per la gestione controlli in cantiere): in esercizio pilota da dicembre 2019 sulla zona Firenze-Prato, completati gli sviluppi e prevista l'adozione sulle Aree entro il primo trimestre del 2021 per l'esecuzione delle visite di sorveglianza a personale e-distribuzione.
- Pelican (gestione rifiuti e incidenti ambientali): in esercizio a partire da dicembre 2019
- aDAM e MaDAM (gestione DPI ed utensili): in pre-esercizio da giugno 2020 per la consultazione catalogo materiali e metodi di lavoro, avviata sperimentazione pilota presso l'Unità Operativa di Livorno per TAG e lettori RFID. Prevista adoption graduale delle Aree entro il primo semestre del 2021.

- Speed-y (monitoraggio parametri biometrici): in corso POC in Zona Avellino-Benevento con coinvolgimento di circa 80 operativi. Al termine della sperimentazione, seguirà la presentazione di un rapporto di analisi delle registrazioni eseguite a cura del Politecnico Milano per le successive valutazioni inerenti i possibili sviluppi dell'applicativo.
- App 5RO (monitoraggio applicazione 5 regole d'oro per la prevenzione del rischio elettrico): applicativo entrato in esercizio ad agosto 2020 e diffuso a dicembre 2020 a tutte le Aree (a copertura parziale del personale operativo). Previsti per il 2021 la diffusione su tutto il perimetro e l'integrazione con l'applicazione "E-site Worksite" (applicativo per la gestione 'safety del cantiere' comprese le 5 regole d'oro).

Il progetto nel suo complesso ha visto la conclusione della fase di sviluppo nel corso del 2020; sono previste nel 2021 ulteriori evolutive per il consolidamento di alcune funzionalità, nonché per la risoluzione di problematiche emerse in fase di adoption.

Andamento infortunistico e action plan a seguito analisi eventi

Nel 2020 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 1.05 (-15% rispetto al 2019, dato definitivo).

Per quanto attiene il personale di e-distribuzione, il tasso di frequenza, da un valore di consuntivo 2019 pari a 1,35 infortuni per milione di ore lavorate, registra a fine dicembre 2020 un valore di 1,29 in diminuzione del 4%. Di seguito si riportano gli infortuni gravi/mortali occorsi nel 2020.

Nel corso del 2020 si è verificato un infortunio mortale ad un operaio di un'impresa appaltatrice; il giorno 27 agosto, un operaio in Molise (Pietracupa, Campobasso) è morto colpito da un carrozino per lo stendimento del cavo aereo, sganciandosi dalla sommità di un sostegno.

Si sono inoltre registrati 11 infortuni gravi (definiti Potentially Life Changing or fatal), che hanno coinvolto sia il personale di e-distribuzione che delle imprese appaltatrici:

- a) e-distribuzione:
 - o Elettrocuzione (4)
 - o Arco elettrico (3)
- b) Imprese appaltatrici:
 - o Caduta dall'alto con la scala a sfilo
 - o Caduta dall'altro da pianale automezzo
 - o Caduta dall'alto a causa cedimento solaio
 - o Elettrocuzione

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 v4 del 22 giugno 2020 e della IO3436 del 20 luglio 2020.

A seguito dell'infortunio mortale, è stata sospesa la qualifica all'impresa coinvolta; è stata inoltre fermata l'attività dell'impresa stessa, e sospesa la qualifica del Consorzio cui apparteneva, e sono state condotte accurate verifiche su tutte le imprese consorziate.

Inoltre, anche per gli infortuni "rilevanti" sotto il profilo del rischio operativo, indipendentemente dalla classificazione di gravità, 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 2019 pari a 1,11 registra a fine dicembre 2020 un valore pari a 0,81 (in diminuzione del 27% rispetto al 2019).

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 della Capogruppo, 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 la perequazione delta perdite.

È 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";
- "Perequazione delta perdite", rilevata tra gli "Altri proventi operativi" se positiva o tra gli "Atri costi operativi" se negativa.

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 2020 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 2019.

Milioni di euro

	al 31 dicembre 2020	al 31 dicembre 2019	Variazione
Ricavi tariffari e Perequazioni	6.022	6.176	(154)
Perequazione delta perdite positiva	14	-	14
Costo trasporto e acquisto energia	(1.664)	(1.601)	(63)
Perequazione delta perdite negativa	(31)	-	(31)
Margine trasporto energia	4.341	4.575	(234)
Altri ricavi	651	651	-
Altri proventi operativi	824	834	(10)
Altri ricavi e proventi operativi	1.475	1.485	(10)
Costo del lavoro	(749)	(692)	(57)
Materiali	(77)	(77)	-
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(744)	(749)	5
Altri costi	(415)	(632)	217
Altri costi operative	(1.985)	(2.150)	165
Margine operativo lordo	3.831	3.910	(79)
Ammortamenti e impairment	(1.460)	(1.280)	(180)
Risultato operative	2.371	2.630	(259)
Oneri finanziari netti	(388)	(391)	3
Risultato prima delle imposte	1.983	2.239	(256)
Imposte	(530)	(653)	123
RISULTATO DEL PERIODO	1.453	1.586	(133)

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.341 milioni, risulta in decremento rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.575 milioni). Il decremento, di euro 234 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- al decremento, pari a euro 90 milioni, dei ricavi energia in seguito alla riduzione di circa euro 433 milioni, dei ricavi tariffari, parzialmente mitigata dall'incremento delle perequazioni, pari a circa euro 343 milioni;
- all'effetto negativo, pari a euro 64 milioni, dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti, cui si aggiunge l'effetto negativo, pari a euro 3 milioni, derivante dalla presenza di una sopravvenienza attiva sui costi di trasporto energia nell'esercizio 2019. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'effetto positivo dei risultati della perequazione delta perdite esercizi precedenti, complessivamente pari a euro 6 milioni;
- all'incremento, pari a euro 83 milioni, dei costi energia in seguito all'aumento del costo trasporto energia, pari a euro 63 milioni, e alla perequazione negativa delta perdite riferita all'anno 2020, pari a euro 23 milioni; tali effetti sono stati parzialmente mitigati dalla riduzione del costo di acquisto energia, pari a euro 3 milioni.

Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.475 milioni (euro 1.485 milioni nel 2019), evidenziano un decremento di euro 10 milioni. I principali fenomeni che hanno determinato tale riduzione si riferiscono:

- al decremento dei contributi da CSEA per i TEE, pari a euro 130 milioni (minori volumi);
- all'iscrizione, a giugno 2019, del corrispettivo per la liquidazione forfetaria e anticipata dell'earn out sulla vendita della partecipazione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas), pari a euro 50 milioni;
- alla riduzione dei premi resilienza pari a euro 19 milioni;
- alla riduzione dei ricavi per vendite beni e prestazioni pari a euro 12 milioni, dei ricavi per lavori e servizi in corso su ordinazione pari a euro 10 milioni e delle plusvalenze da alienazione pari a euro 5 milioni;
- all'accertamento per competenza dei proventi che verranno richiesti a reintegro per oneri di rete non incassati dai trader, in conformità alle predisposizioni della delibera n.461/2020 ARERA, pari a euro 146 milioni; per tali crediti non riscossi, oggetto di reintegro, esiste una corrispondente svalutazione, rilevata nella voce ammortamenti e impairment;
- all'incremento dei proventi derivanti dalla rilevazione dell'importo del reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi dai traders, in conformità alle predisposizioni della delibera n.50/2018 ARERA, pari a euro 12 milioni;
- all'iscrizione del riconoscimento dei costi di debranding (sostenuti nel corso del 2016 da e-distribuzione, in ottemperanza alla Delibera n. 296/2015 ARERA), così come previsto dalla Delibera 562/2020 pari a euro 8 milioni;
- all'incremento per euro 23 milioni dei rimborsi per danni ad impianti a causa di eventi eccezionali occorsi in anni precedenti, per euro 17 milioni dei contributi di connessione alla rete ed altri diritti accessori e per euro 8 milioni dei premi sulla continuità del servizio.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 1.985 milioni (euro 2.150 milioni nel 2019), evidenziano un decremento di euro 165 milioni riconducibile prevalentemente:

- alla riduzione degli altri costi pari a euro 217 milioni, principalmente per minori oneri TEE (pari a euro 135 milioni), in seguito ai minori volumi dei TEE acquistati nel 2020, per decremento oneri sulla continuità del servizio (pari a euro 127 milioni) in virtù del miglioramento, intervenuto nell'anno 2020, sugli indicatori di durata e interruzione e per minori indennizzi misura (pari a euro 9 milioni). Tali effetti risultano parzialmente compensati dalla riduzione dell'effetto netto negativo accantonamenti/rilasci fondi rischi (pari a euro 59 milioni);
- al decremento dei costi per prestazione di servizi e godimento beni di terzi pari a euro 5 milioni, principalmente in seguito alla riduzione dei costi per servizi e altre spese connesse al personale (pari a euro 8 milioni) in seguito alla riduzione delle trasferte di lavoro nonché al decremento dei costi di manutenzione (pari a euro 5 milioni) e dei costi per prestazioni professionali e tecniche (per euro 2 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'incremento dei costi di vigilanza, pulizia e altri costi edificio (pari a euro 10 milioni) per sanificazioni e interventi di adeguamento degli edifici nonché dall'aumento dei costi di ristorazione (pari a euro 6 milioni) principalmente riconducibile ai maggiori costi per "ticket restaurant a valore" concessi a tutto il personale per procedura straordinaria Covid-19;
- all'incremento del costo del lavoro pari a euro 57 milioni, essenzialmente per l'aumento degli oneri connessi all'incentivo all'esodo in applicazione delle disposizioni previste dall'art. 4 L. 92/2012 (pari a euro 89 milioni); tale effetto risulta in parte mitigato dalla riduzione dei salari e stipendi e relativi oneri sociali (pari a euro 23 milioni), diretta conseguenza della riduzione intervenuta nella consistenza del personale e delle minori spese di lavoro straordinario per effetto Covid-19.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.831 milioni) ha subito una riduzione di euro 79 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.910 milioni). Il decremento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 234 milioni, e degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 10 milioni, sono stati parzialmente compensati dalla riduzione degli Altri costi operativi (euro 165 milioni).

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.460 milioni) mostrano un incremento di euro 180 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.280 milioni). Tale incremento è collegato all'aumento degli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 44 milioni, delle attività immateriali, pari a euro 10 milioni e delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari a euro 126 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2020 chiude con un Risultato operativo di euro 2.371 milioni, in riduzione di euro 259 milioni rispetto al risultato operativo del 2019 (euro 2.630 milioni), in seguito alla riduzione del Margine operativo lordo, pari a euro 79 milioni, e all'incremento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 180 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 388 milioni nel 2020 (euro 391 milioni nel 2019), accolgono oneri finanziari per euro 428 milioni (euro 432 milioni nel 2019) e proventi finanziari per euro 40 milioni (euro 41 milioni nel 2019).

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 530 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 489 milioni (di cui euro 83 milioni riferiti a rettifiche positive per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti) e la fiscalità differita netta, positiva, per euro 41 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 1.983 milioni, è pari al 26,73%.

Nel 2019 le imposte sul reddito risultano pari a euro 653 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 2.239 milioni, con un'incidenza del 29,1%.

La riduzione percentuale dell'incidenza delle imposte deriva essenzialmente dall'iscrizione, nell'esercizio 2020, del beneficio connesso all'applicazione della normativa fiscale Patent Box per il periodo 2015–2019, pari complessivamente a euro 66 milioni.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2020 risulta pari a euro 1.453 milioni (euro 1.586 milioni nel 2019).

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 prospetto di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2020, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati al 31 dicembre 2019.

Milioni di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	14.350	13.328	1.022
Immobili, impianti e macchinari	17.657	16.832	825
Attività immateriali	395	351	44
Partecipazioni	-	-	-
Altre Attività non correnti	71	92	(21)
Passività contrattuali	(3.359)	(3.520)	161
Altre passività non correnti	(414)	(427)	13
Capitale Circolante Netto:	(1.696)	(1.649)	(47)
Rimanenze	459	451	8
Crediti commerciali	3.352	3.989	(637)
Altre attività	169	193	(24)
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(1.733)	(2.415)	682
Posizione tributaria netta	18	(132)	150
Debiti commerciali	(2.791)	(2.584)	(207)
Passività contrattuali	(694)	(642)	(52)
Altre passività correnti	(476)	(509)	33
Capitale investito lordo	12.654	11.679	975
Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette:	873	825	48
TFR e altri benefici ai dipendenti	(317)	(338)	21
Fondo rischi ed oneri	(338)	(399)	61
Attività per Imposte anticipate nette	1.528	1.562	(34)
Capitale Investito Netto	13.527	12.504	1.023
Patrimonio netto	4.553	4.702	(149)
Indebitamento finanziario netto	(8.974)	(7.802)	(1.172)

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 14.350 milioni) mostrano un incremento di euro 1.022 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 (euro 13.328 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 825 milioni) e delle attività immateriali (euro 44 milioni), dal decremento delle passività contrattuali (euro 161 milioni) e delle altre passività non correnti (euro 13 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dalla riduzione delle altre attività non correnti (euro 21 milioni).

L' incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 825 milioni, riflette:

- per euro 817 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 1.826 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 989 milioni) e dalle dismissioni (pari a euro 20 milioni);
- per euro 8 milioni, l'incremento della attività per leasing connesse ai contratti di locazione di terreni e fabbricati, macchinari tecnici, autovetture ed altri mezzi di trasporto e IRU su fibra ottica per rilegamento cabine, sottoscritti dalla Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 52 milioni) e degli

anticipi in essere (pari a euro 9 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 46 milioni) e dalle dismissioni (pari a euro 7 milioni).

L'incremento delle Attività immateriali, pari a euro 44 milioni, deriva sostanzialmente dall'aumento degli investimenti, pari a euro 119 milioni, parzialmente compensato dagli ammortamenti, pari a euro 75 milioni.

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 21 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- alla riclassifica tra le Altre attività correnti, pari a euro 13 milioni, della quota di credito 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) esigibile entro i 12 mesi;
- alla diminuzione, pari a euro 9 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.

Il decremento delle Passività contrattuali, pari a euro 161 milioni, è connesso:

- alla riduzione dei risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori, pari a euro 169 milioni, per effetto dei rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 359 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 19 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni "over time" realizzate nel 2020 (pari a euro 209 milioni);
- all'incremento, pari a euro 8 milioni, dei risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulle reti di proprietà della Società.

Il decremento delle Altre passività non correnti, pari a euro 13 milioni, deriva sostanzialmente:

- dalla riduzione, pari a euro 15 milioni, dei risconti su contributi in conto capitale ricevuti dal MISE, da organismi comunitari e/o da enti pubblici locali a seguito dei rilasci a conto economico effettuati nell'esercizio 2020;
- dalla riduzione dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 7 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 6 milioni;
- dall'incremento, pari a euro 16 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 18 milioni) parzialmente compensato dalla riduzione del fair value negativo dei derivati di CFH su rischio cambio (pari a euro 2 milioni).

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 1.696 milioni, mostra un incremento di euro 47 milioni rispetto al 31 dicembre 2019 (negativo per euro 1.649 milioni). Tale variazione deriva essenzialmente dalla riduzione dei crediti commerciali (pari a euro 637 milioni), dall'incremento dei debiti commerciali (pari a euro 207 milioni), dall'incremento delle passività contrattuali (pari a euro 52 milioni) e dalla riduzione delle Altre attività (pari a euro 24 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi

Energetici e Ambientali (pari a euro 682 milioni), dall'incremento della posizione tributaria netta quest'anno positiva (pari a euro 150 milioni), dalla riduzione delle altre passività correnti (pari a euro 33 milioni) e dall'aumento delle rimanenze (pari a euro 8 milioni).

L'incremento delle Rimanenze, per euro 8 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 26 milioni) parzialmente mitigato dalla riduzione delle giacenze di contatori e concentratori di seconda generazione per effetto sia dei minori volumi consegnati dai fornitori che di una riduzione dei prezzi (pari a circa 13 milioni) e dalle maggiori svalutazioni del magazzino operate al 31 dicembre 2020 (pari a circa euro 5 milioni).

La riduzione dei Crediti commerciali, pari a euro 637 milioni, è riconducibile al decremento sia dei crediti verso terzi, pari ad euro 537 milioni che dei crediti verso Società del Gruppo, pari a euro 191 milioni. Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento, pari a euro 91 milioni, dei crediti da "abolizione Regulatory Lag".

La riduzione delle Altre attività, pari a euro 24 milioni, è scaturita principalmente:

- dal decremento sia degli anticipi presso il GME per la partecipazione al mercato dei titoli di efficienza energetica (pari a euro 14 milioni) sia dei risconti attivi per TEE (pari ad euro 5 milioni);
- dalla riduzione, pari a euro 6 milioni, dei crediti diversi verso terzi essenzialmente per minori addebiti SEDA relativi a pagamenti anticipati a fornitori in corso di lavorazione.

La riduzione dei Debiti netti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, pari a euro 682 milioni, è riconducibile ai seguenti effetti:

- rilevazione del Credito verso CSEA per accertamento dei proventi derivanti dal reintegro degli Oneri di rete non riscossi dai traders, il cui ammontare riflette le disposizioni della delibera n. 461/2020. Il Credito residuo al 31 dicembre 2020 è pari ad euro 73 milioni. Si rileva a tal proposito che a dicembre 2020 la Società si è avvalsa della facoltà, prevista dalla delibera stessa, di richiedere un acconto pari al 50% degli oneri di rete accertati;
- incremento dei crediti verso CSEA per accertamento dei proventi derivanti dal reintegro degli Oneri di Sistema versati e non riscossi dai traders, pari a complessivi euro 72 milioni. Il credito iscritto al 31 dicembre 2020 è relativo alla parte accertata dalla Società ma non ancora incassata;

Tali effetti sono stati parzialmente compensati da:

- decremento del Credito verso CSEA per i premi e altre partite sulla continuità del servizio, pari a euro 15 milioni, degli Altri crediti verso CSEA, pari a euro 5 milioni, e per Premi Resilienza, pari ad euro 3 milioni,
- incremento degli Altri debiti verso CSEA pari a euro 10 milioni, relativo all'iscrizione del debito per l'acquisto, per l'anno d'obbligo 2019, dei titoli di efficienza energetica non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica (cd. tee "virtuali"), di cui all'articolo 14-bis del decreto del MISE 11 gennaio 2017.

L'incremento della Posizione tributaria netta (quest'anno positiva per euro 18 milioni, al 31 dicembre 2019 negativa per euro 132 milioni), pari a euro 150 milioni, deriva sostanzialmente:

- dall'aumento dei crediti per imposte sul reddito (per euro 72 milioni) essenzialmente in seguito all'iscrizione dell'effetto positivo connesso all'applicazione della normativa fiscale Patent Box per il periodo 2015–2019 (pari a euro 66 milioni);
- dalla riduzione dei debiti per imposte sul reddito (per euro 21 milioni) in seguito alla rilevazione della stima delle imposte del periodo;
- dal decremento, per euro 57 milioni, degli altri debiti tributari (di cui per euro 55 milioni per IVA di Gruppo).

L'aumento dei Debiti commerciali, pari a euro 207 milioni, è riconducibile per euro 161 milioni all'incremento dei debiti verso controllanti e verso società del gruppo e per euro 46 milioni all'incremento dei debiti verso terzi.

L'aumento delle Passività contrattuali, pari a euro 52 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 30 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 19 milioni.

La riduzione delle Altre passività correnti, pari a euro 33 milioni, deriva essenzialmente:

- -dal decremento dei risconti passivi per titoli di efficienza energetica, pari a euro 15 milioni;
- dalla diminuzione dei debiti verso clienti, pari a euro 10 milioni;
- dalla riduzione dei debiti diversi verso terzi, pari a euro 9 milioni, dei debiti per indennizzi qualità tecnica verso le società Enel Energia (euro 2 milioni) e Servizio Elettrico Nazionale (5 euro milioni);
- dall'aumento del *fair value* dei derivati negativi correnti di CFH su rischio cambio, pari a euro 7 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 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
TFR e altri benefici ai dipendenti	(317)	(338)	21
Fondo rischi e oneri futuri	(338)	(399)	61
Imposte differite nette:	1.528	1.562	(34)
Passività per imposte differite	(14)	(16)	2
Attività per imposte anticipate	1.542	1.578	(36)
Totale	873	825	48

La variazione in aumento della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 48 milioni, è conseguenza essenzialmente:

1. del decremento del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 21 milioni, attribuibile sostanzialmente alle uscite del personale avvenute nel 2020 ed alla conseguente rideterminazione dei piani;
2. del decremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 61 milioni, derivante principalmente:
 - o 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 73 milioni di accantonamenti, euro 124 milioni di utilizzi;
 - o dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 4 milioni di accantonamenti, da euro 6 milioni di utilizzi e da euro 6 milioni di rilasci a conto economico;
 - o dal Fondo franchigie assicurative, che è stato interessato da euro 19 milioni di accantonamenti e da euro 19 milioni di utilizzi;
 - o dai Fondi Altri, interessati da euro 59 milioni di accantonamenti, da euro 26 milioni di utilizzi e di euro 35 milioni di rilasci.
3. dalla riduzione delle Attività per Imposte differite nette, pari a euro 34 milioni, derivante essenzialmente dalla riduzione della fiscalità differita attiva sui fondi rischi ed oneri.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a euro 13.527 milioni (euro 12.504 milioni al 31 dicembre 2019), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.553 milioni e da mezzi di terzi per euro 8.974 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.553 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 19 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.453 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 8.974 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 8.417 milioni), dalle Passività finanziarie (euro 19 milioni) e dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (negativo per euro 915 milioni) parzialmente compensato dalle Attività finanziarie (euro 377 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	Variazione
Indebitamento a breve termine	(1.050)	(14)	(1.036)
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	(21)	(24)	3
Quota corrente finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(1)	-	(1)
Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(19)	(17)	(2)
Quota corrente "Mutui agevolati Piemonte e Liguria"	-	-	-
Quota corrente finanziamento a medio/lungo termine vs. società controllante	-	-	-
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	(915)	79	(994)
Passività finanziarie correnti (debiti per interessi sul conto corrente intersocietario ed oneri su crediti di firma)	(19)	(19)	-
Altri finanziamenti a breve termine	-	-	-
Attività finanziarie correnti	120	162	(42)
Indebitamento a m/l termine	(7.924)	(7.788)	(136)
Mutui BEI	(1.920)	(1.776)	(144)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(625)	(715)	90
Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	(2)	(2)	-
Finanziamento a medio/lungo termine vs. società controllante	-	-	-
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(5.500)	(5.500)	-
Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(100)	(106)	6
Finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(4)	-	(4)
Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(30)	(38)	8
Attività finanziarie non correnti	257	349	(92)
Indebitamento finanziario netto	(8.974)	(7.802)	(1.172)

Esso presenta un incremento rispetto allo scorso esercizio pari a euro 1.172 milioni, determinato dall'incremento sia dell'indebitamento a breve termine (pari a euro 1.036 milioni) che di quello a medio e lungo termine (pari a euro 136 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 994 milioni;
- la riduzione delle attività finanziarie correnti (pari a euro 42 milioni).

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

- la riduzione delle attività finanziarie non correnti pari a euro 92 milioni;
- l'incremento dei finanziamenti bancari pari a complessivi euro 54 milioni;

- la riduzione della quota a medio e lungo termine dei finanziamenti per contratti di leasing, sia verso terzi (pari a euro 8 milioni) che verso Enel Italia (pari a euro 6 milioni); l'effetto è parzialmente compensato dall'iscrizione dei finanziamenti per contratti di leasing verso Enel Produzione (pari a euro 4 milioni).

La riduzione delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 994 milioni, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo anno 2019 pari ad euro 1.582 milioni;
- da maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 213 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 196 milioni e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 45 milioni;

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dalle cessioni credito effettuate nel mese di dicembre pari a euro 1.044 milioni;
- dall'incasso di una nuova tranche del finanziamento Open Meter di euro 250 milioni.

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 92 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 37 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 2021 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario (NPR2) definito dalle delibere ARERA n. 568/2019/R/eel in materia di determinazione dei ricavi regolati, n.639/2018/R/eel in materia di 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 delibera 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.

Resta in vigore la delibera 639/2018/R/eel per la determinazione dei parametri base del WACC che stabiliva per il triennio 2019-2021 un tasso di remunerazione del capitale investito pari a 5,9% per i servizi infrastrutturali della distribuzione e misura del settore elettrico. Con la Delibera 380/2020 l'Autorità ha avviato il procedimento volto all'aggiornamento del WACC dal 2022 in poi. La decisione finale è attesa per fine 2021.

L'Autorità ha pubblicato a novembre 2020 la delibera 461/2020/R/eel che disciplina il riconoscimento al distributore dei crediti per oneri di rete non riscossi dai venditori, in analogia con il meccanismo vigente per gli oneri di sistema. La delibera disciplina la prima applicazione del meccanismo, relativamente alle fatture del periodo gennaio 2016 – giugno 2020. Con una successiva delibera verrà poi definito il meccanismo di regime che consentirà il recupero dei crediti relativi agli anni successivi.

Con la delibera 449/2020/R/eel l'Autorità disciplina la regolazione delle perdite di energia elettrica per il triennio 2019-21, prevedendo una riduzione delle perdite standard e, ai fini della valorizzazione economica, l'utilizzo del prezzo di acquisto dell'acquirente unico (PAU) a livello medio annuo invece del PAU per fascia/mese.

Inoltre, l'Autorità ha pubblicato le delibere 432/2020 e 431/2020 per introdurre delle misure straordinarie in materia di qualità del servizio e resilienza, volte a sterilizzare tutti gli impatti legati all'emergenza epidemiologica Covid-19.

Con delibere 564/2020/R/eel e 566/2020/R/eel sono stati aggiornati i valori delle tariffe obbligatorie 2021 applicate ai clienti finali domestici e non domestici.

Nei primi mesi del 2021 è prevista la pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive 2020 di e-distribuzione, che definiscono i ricavi ammessi per il 2020, e delle tariffe di riferimento provvisorie 2021, attraverso le quali verranno definiti i ricavi ammessi provvisori per il 2021 per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica.

L'attuale quadro regolatorio in materia di qualità del servizio di distribuzione elettrica per il periodo 2020 – 2023 è stato definito dalla delibera ARERA n. 566/2019/R/eel, con l'obiettivo principale di favorire il miglioramento del numero di interruzioni per cliente e ridurre il gap tra il servizio offerto alle regioni del Centro-Sud e quelle del Nord Italia. Al fine di perseguire questo obiettivo, 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;
- degli “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.

Per quanto attiene alla gestione operativa, nel 2021 la Società conferma il suo impegno incentrato sulla *customer centricity*, con l’obiettivo di migliorare la qualità del servizio sia tecnico che commerciale e sulla digitalizzazione, attraverso lo sviluppo di soluzioni digitali che consentano di semplificare i processi e proseguire nel piano di efficientamento operativo.

Relativamente al Piano Investimenti, nel 2021 la Società prevede un ulteriore incremento dei già elevati livelli di investimento del 2020, mirati a sostenere lo sviluppo, il rinnovo e l’adeguamento delle reti di distribuzione, promuovendo il percorso di diffusione delle *smart grids*, l’incremento della *hosting capacity* degli impianti di generazione distribuita e l’ottimale gestione dei flussi di energia immessa nelle reti.

Verrà pertanto ulteriormente sostenuto e rafforzato il ruolo dell’infrastruttura di distribuzione a sostegno del raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità fissati dall’Agenda 2030 delle Nazioni Unite, per contribuire allo sviluppo sociale ed economico delle comunità, favorire l’innovazione a beneficio di tutti gli attori del sistema elettrico, partecipare attivamente alle strategie di adattamento e mitigazione contro i cambiamenti climatici.

Nello specifico, sul tema resilienza, proseguirà la realizzazione del piano di interventi, al fine di incrementare la resilienza delle reti a fronte dei principali fattori di rischio identificati, ovvero il manicotto di ghiaccio, le ondate di calore, le tempeste di vento con caduta piante.

Con riferimento ai misuratori di seconda generazione (misuratori 2G), nel primo semestre del 2020 ARERA ha adottato due delibere (177/2020/R/eel e 213/2020/R/eel) per tenere conto dell’impatto dell’emergenza Covid-19 sul piano di installazione massiva di e-distribuzione, sterilizzando potenziali penalità per mancate installazioni o per mancato rispetto di tempistiche di messa a regime nei «territori rilevanti». Nel 2021 proseguirà il piano di installazione massiva dei contatori 2G, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 5,6 milioni di contatori 2G nel corso dell’anno.

Con riferimento al tema relativo all’Osservabilità della Generazione Distribuita (GD) da parte di Terna, con la delibera 36/2020/R/eel ARERA ha approvato gli aggiornamenti del Codice di Rete relativi allo scambio dati tra Terna, i DSO (Distribution System Operators) e i *Significant Grid User*. Accogliendo la proposta di e-distribuzione, l’Autorità ha sancito che l’invio dei dati in tempo reale delle grandezze elettriche dagli impianti di GD debba avvenire tramite il DSO che gestisce la rete cui sono connessi gli impianti. Sono in corso tavoli di confronto tra e-distribuzione e Terna per la definizione puntuale degli aspetti tecnici. Inoltre, nel corso del 2021 è attesa la pubblicazione della delibera ARERA per definire la responsabilità per l’installazione degli apparati, le tempistiche per l’adeguamento degli impianti esistenti e le modalità di copertura dei relativi costi.

Si segnala infine il previsto avvio, nel corso del 2021, di due iniziative di carattere sperimentale.

La prima, 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 proprie reti, nonché i relativi meccanismi di approvvigionamento e remunerazione. È prevista nel corso del 2021 la delibera ARERA di avvio dei progetti pilota e l’Autorità definirà il modello del mercato dei servizi per i DSO e il relativo quadro regolatorio a valle delle prime evidenze ottenute dai suddetti progetti pilota

La seconda fa seguito alla deliberazione 467/2019/R/eel che 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 e la selezione dei condomini oggetto di ammodernamento.

Nel 2021 proseguirà l'impegno della Società nella condivisione 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, come altresì previsto dal D.lgs. n. 33/2016, in attuazione alla Direttiva 2014/61/UE.

In merito alla tematica sulle comunità energetiche, con la delibera 318/2020/R/eel l'Autorità ha disciplinato le modalità e la regolazione economica dell'energia elettrica condivisa in edifici o condomini (Autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente) o nell'ambito di comunità di energia rinnovabile. ARERA ha confermato il modello regolatorio «virtuale» in cui i soggetti partecipanti condivideranno l'energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente.

Altre informazioni

Informazioni su rischi e incertezze

e-distribuzione S.p.A. svolge l'attività di distribuzione dell'energia elettrica, come illustrato nelle Note Esplicative, 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 n.2 al Bilancio d'esercizio.

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

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 Esplicative del Bilancio d'esercizio.

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 in contrasto con gli artt. 2357 quater c.c. e ss. Non sono, infine, state effettuate operazioni sulle azioni della società controllante né direttamente né indirettamente.

Attività di ricerca e sviluppo

Le attività di ricerca e sviluppo 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 2020 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel Italia 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 Esplicative al Bilancio d'esercizio.

Informativa sulle parti correlate

Relativamente ai rapporti con le imprese collegate, le imprese controllanti e con le imprese sottoposte al controllo di quest'ultima, si rinvia alla Nota n.50 del Bilancio d'esercizio.

Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Relativamente ai fatti di rilievo successivi alla chiusura dell'esercizio si rinvia alla Nota n. 55 del Bilancio d'esercizio.

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 n.57 del Bilancio d'esercizio.

Bilancio d'esercizio

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

Euro	Note	2020	2019
Ricavi e altri proventi operativi			
Ricavi	5	6.673.498.915	6.827.142.357
Altri proventi operativi	6	837.835.150	833.930.746
	[SubTotale]	7.511.334.065	7.661.073.103
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	7	646.757.687	664.013.456
Servizi	8	2.410.146.070	2.340.470.700
Costo del personale	9	1.073.045.046	1.014.870.031
Ammortamenti e Impairment	10	1.460.374.314	1.280.306.247
Altri costi operativi	11	445.572.681	631.827.798
Costi per lavori interni capitalizzati	12	(895.113.178)	(899.820.396)
	[SubTotale]	5.140.782.620	5.031.667.836
Risultato operativo		2.370.551.445	2.629.405.267
Proventi finanziari da contratti derivati	14	630.581	439
Altri proventi finanziari	15	39.511.177	41.038.195
Oneri finanziari da contratti derivati	14	31.350.950	27.445.721
Altri oneri finanziari	15	396.565.864	404.357.808
	[SubTotale]	(387.775.056)	(390.764.895)
Risultato prima delle imposte		1.982.776.389	2.238.640.372
Imposte	16	530.089.905	652.574.240
Risultato delle <i>continuing operation</i>		1.452.686.484	1.586.066.132
Risultato delle <i>discontinued operation</i>		-	-
Utile (perdita) dell'esercizio		1.452.686.484	1.586.066.132

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

Euro	Note	2020	2019
Risultato netto dell'esercizio		1.452.686.484	1.586.066.132
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	(21.653.488)	(31.058.493)
	<i>[Subtotale]</i>	(21.653.488)	(31.058.493)
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	34	1.671.445	1.273.755
	<i>[Subtotale]</i>	1.671.445	1.273.755
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	34	(19.982.043)	(29.784.738)
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio		1.432.704.441	1.556.281.394

Stato Patrimoniale

Euro	Note		
		al 31.12.2020	al 31.12.2019
ATTIVITÀ*			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	17-18	17.657.408.868	16.832.126.277
Attività immateriali	19	394.965.359	350.746.921
Attività per imposte differite	20	1.541.661.955	1.577.344.994
Partecipazioni	21	-	70.009
Derivati	22	-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	256.395.383	348.657.570
Altre attività non correnti	24	71.202.700	92.464.408
	[Subtotale]	19.921.634.265	19.201.410.179
Attività correnti			
Rimanenze	25	458.794.688	450.724.268
Crediti commerciali	26	3.351.722.962	3.988.824.339
Attività derivanti da contratti con i clienti	5	238.101	443.149
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	27	462.209.137	254.717.959
Crediti per imposte sul reddito	28	72.436.044	165.754
Altri crediti tributari	29	1.744.576	2.043.726
Derivati	22	349.583	681.706
Crediti finanziari e titoli a breve termine	30	119.878.130	169.086.853
Altre attività finanziarie correnti	31	-	-
Altre attività correnti	32	168.755.672	193.173.575
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	48.985.153	72.348.644
	[Subtotale]	4.685.114.046	5.132.209.973
TOTALE ATTIVITÀ		24.606.748.311	24.333.620.152

		al 31.12.2020	al 31.12.2019
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		949.942.013	3.742.729.727
Utili/(Perdite) accumulati		(449.427.876)	(3.226.503.005)
Utile dell'esercizio		1.452.686.484	1.586.066.132
Totale Patrimonio Netto	34	4.553.200.621	4.702.292.854
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	35	8.181.463.921	8.136.825.806
Benefici ai dipendenti	36	316.710.740	337.799.841
Fondi per rischi e oneri	37	174.301.402	232.126.670
Passività per imposte differite	20	14.164.158	15.798.060
Derivati	22	157.183.091	140.883.468
Passività contrattuali	40	3.358.903.572	3.520.140.389
Altre passività non correnti	38	257.662.239	285.492.536
	[Subtotale]	12.460.389.123	12.669.066.770
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	35	963.521.038	24
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	35	235.791.135	236.824.106
Fondi per rischi e oneri	37	163.810.055	166.650.473
Debiti commerciali	39	2.790.187.338	2.584.245.841
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	41	2.195.614.502	2.669.458.797
Debiti per imposte sul reddito	42	4.194.209	25.388.006
Altri debiti tributari	43	51.621.907	109.170.442
Derivati	22	7.993.067	882.318
Passività contrattuali	40	693.772.086	641.970.867
Altre passività finanziarie correnti	44	88.010.860	88.560.457
Altre passività correnti	45	398.642.370	439.109.197
	[Subtotale]	7.593.158.567	6.962.260.528
Totale Passività		20.053.547.690	19.631.327.298
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		24.606.748.311	24.333.620.152

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 1° gennaio 2019	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
Riparto Utile 2018:											
- Distribuzione utili a nuovo									-	(1.507.220.000)	(1.507.220.000)
- Utili portati a nuovo									216.879	(216.879)	-
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo						(31.058.493)	1.273.755	707	(3.691.433)	1.586.066.132	1.552.590.668
di cui:											-
- <i>Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>						(31.058.493)	1.273.755	707	(3.691.433)	-	(33.475.464)
- <i>Utile</i>										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
Riparto Utile 2019:											
- Pagamento dividendi										(1.582.100.000)	(1.582.100.000)
- Utili portati a nuovo									3.966.132	(3.966.132)	-
Altri movimenti riserve				(2.124.617.113)	(648.192.752)			4.193	2.773.108.997		303.325
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo						(21.653.488)	1.671.445			1.452.686.484	1.432.704.441
di cui:											
- <i>Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>						(21.653.488)	1.671.445				(19.982.043)
- <i>Utile del periodo</i>										1.452.686.484	1.452.686.484
Differenze di arrotondamento								1			1
Totale al 31 dicembre 2020	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	0	(123.173.528)	(196.824.172)	459.594	(449.427.876)	1.452.686.484	4.553.200.621

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Risultato d'esercizio		1.452.686.484	1.586.066.132
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	10	1.112.588.106	1.055.972.723
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	15	(10.787)	11.473
Accantonamenti e rilascio ai fondi	8-9-11	114.272.660	(21.963.683)
Proventi da partecipazioni in società controllate, collegate e altre imprese	13	-	-
(Proventi)/Oneri finanziari netti	14-15	387.675.374	390.764.895
Imposte sul reddito	16	530.089.905	652.574.240
Impairment di partecipazioni	10	-	263.238
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	6-10-11	361.868.662	238.117.230
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		3.959.170.404	3.901.806.248
(Decremento) dei Fondi	37	(194.586.713)	(202.391.702)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	25	(8.070.420)	(95.610.302)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti	5-26	290.197.862	(318.714.644)
Incremento/(Decremento) di altre passività nette	22-23-24-31-43-44-45	(78.695.936)	971.392.703
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	27-41-24	(688.884.562)	484.268.272
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	39	205.941.497	(144.558.550)
Incremento/(Decremento) di passività contrattuali	5	(109.435.598)	(39.852.342)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	14-15	40.089.310	38.881.169
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	14-15	(341.914.111)	(450.648.486)
Dividendi incassati da società controllate, collegate, altre imprese	13	-	-
Imposte pagate	16-20-28-42	(581.660.918)	(514.917.757)
Cash Flow da attività operativa (A)		2.492.150.815	3.629.654.609
Investimenti netti in attività materiali e immateriali	17-18-19	(1.962.041.450)	(1.740.623.200)
Disinvestimenti partecipazione Enel Saudi Arabia Ltd	20	-	459.180
Cash flow da attività' di investimento/disinvestimento (B)		(1.962.041.450)	(1.740.164.020)
Finanziamenti a lungo termine ottenuti nel periodo	35	250.000.000	251.066.552
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	35	(240.425.312)	(239.225.560)
Variazione netta dei finanziamenti a breve	35	963.521.014	(271.443)
Distribuzione utili a nuovo	34	-	(1.507.220.000)
Dividendi pagati	34	(1.582.100.000)	-
Variazioni nette di crediti e debiti finanziari	23-30-44	(914.980.920)	(673.250.481)
Cash flow da attività' di finanziamento (C)		(1.523.985.218)	(2.168.900.932)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		(993.875.853)	(279.410.343)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	30-33-35	79.342.080	358.752.423
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	30-33-35	(914.533.773)	79.342.080

Euro	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		79.342.080	358.752.423
Disponibilità liquide	33	72.348.644	68.391.037
c/c intersocietario	30-35	6.993.436	290.361.386
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		(914.533.773)	79.342.080
Disponibilità liquide	33	48.985.153	72.348.644
c/c intersocietario	30-35	(963.518.926)	6.993.436
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(993.875.853)	(279.410.343)

Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020

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.

A partire dal 1° gennaio 2020 la Società è controllata al 100% da Enel Italia S.p.A., a sua volta controllata al 100% dalla Capogruppo Enel S.p.A.

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 dalla Capogruppo Enel S.p.A., di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata indiretta attraverso Enel Italia S.p.A. La Capogruppo 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 15 marzo 2021 ha approvato il progetto di bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020 da sottoporre all'Assemblea dei soci e nella stessa sede ne ha autorizzato la diffusione, nei termini previsti dall'articolo 2429 del c.c. Il presente bilancio sarà sottoposto per l'approvazione dell'Assemblea in data 19 aprile 2021 e sarà depositato entro i termini previsti dall'art. 2435 del c.c.

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

Base di presentazione

Il bilancio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2020 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 Esplicative.

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 separata presentazione delle attività classificate come possedute per la vendita e delle passività incluse in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita. Le attività correnti, che includono 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 presenta una classificazione dei costi in base alla loro natura, con separata presentazione dell'utile (perdita) netto delle *continuing operations* e di quello delle *discontinued operations*.

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

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando gli stessi principi contabili e criteri di redazione adottati al 31 dicembre 2019 ad eccezione di quanto eventualmente indicato nelle specifiche note di commento. Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio è quello del costo storico ad eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono obbligatoriamente rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci. La redazione del bilancio ha richiesto l'uso di valutazioni e stime da parte del management: le principali aree caratterizzate da valutazioni e assunzioni sono riportate nella nota di commento 2.2.

La valuta utilizzata per la presentazione degli schemi di bilancio è l'Euro (valuta funzionale della Società), mentre i valori riportati nelle Note Esplicative 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 Focus su tematiche non finanziarie

Informativa relativa al cambiamento climatico

Il Gruppo Enel, di cui la Società fa parte, sta progredendo nel suo impegno a guidare la transizione energetica, in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi (COP21) e gli Obiettivi di Sostenibilità Globale (Sustainable Development Goals) fissati dalle Nazioni Unite.

In particolare, il Gruppo è pienamente impegnato nello sviluppo di un modello di business sostenibile di lungo termine, coerente con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi di raggiungere una riduzione delle emissioni di CO₂ e di contenere l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli pre-industriali. Sin dal 2019, il Gruppo ha ufficialmente ribadito questo impegno, rispondendo all'appello ad agire delle Nazioni Unite ed essendo l'unica azienda italiana a firmare l'impegno di limitare l'aumento delle temperature globali a 1,5°C e di raggiungere emissioni zero entro il 2050.

Questi obiettivi rappresentano la base per il piano strategico 2021-2030 presentato a novembre 2020, che si fonda sulla leadership da parte del Gruppo Enel del processo di transizione energetica attraverso la de-carbonizzazione del suo mix di generazione, l'elettrificazione dei consumi, nonché la creazione di piattaforme digitali per lo sviluppo di nuovi modelli di business ed operativi.

In tale contesto, il contributo di e-distribuzione S.p.A. alla transizione energetica, è focalizzato nelle tre grandi sfide del settore elettrico.

Per quanto riguarda la decarbonizzazione, e-distribuzione è impegnata nello sviluppo delle proprie reti al fine di abilitare la produzione di energia da fonte rinnovabile. Attualmente sono connessi alla rete di e-distribuzione circa

800.000 impianti di generazione distribuita per complessivi 30 GW che raddoppieranno entro il 2030 secondo quanto previsto dal PNIEC.

Inoltre, si sta lavorando a ripensare la catena del valore utilizzando approcci come quello della “*Sustainability by design*” e diventando assorbitori di CO2 anche attraverso una progressiva decarbonizzazione della nostra filiera produttiva. Attraverso un approccio denominato “*grid mining*” si sta analizzando l'intera catena del valore degli asset di rete con l'obiettivo di migliorare la creazione di valore a lungo termine, utilizzando la rete come una “miniera” di materiali, che opportunamente rigenerati possano essere utilizzati come input per la produzione di nuovi asset di rete o di nuovi prodotti in altre filiere produttive. Il primo progetto di “*grid mining*” è stato il “*Circular Smart Meter*” avviato con l'obiettivo di ridurre l'impronta ambientale dei contatori di seconda generazione attraverso, per esempio, la rigenerazione a fine vita dei materiali che li compongono, a partire dalla plastica. Un altro dei principi fondamentali della Economia Circolare è il “*circular by design*”, seguito per incorporare la circolarità nella catena del valore degli asset sin dalla loro progettazione riducendo l'uso di materiali vergini, aumentando la resilienza della Supply Chain e limitando gli impatti ambientali, in primis le emissioni di gas climalteranti.

La seconda grande sfida è quella di abilitare l'elettrificazione dei consumi, associata ad una efficienza e qualità sempre maggiore, grazie ad uno sviluppo della rete di distribuzione in linea con le esigenze della clientela.

Anche la *Platformization*, terzo grande pilastro di azione di e-distribuzione, è di fondamentale importanza nella lotta ai cambiamenti climatici. In questo scenario che cambia, le risorse distribuite parteciperanno al mercato dell'energia e le reti di distribuzione avranno un ruolo centrale e sempre più proattivo come abilitatore e facilitatore, raccogliendo e interpretando le necessità dei clienti e dei produttori.

Per affrontare tutte queste sfide, si sta implementando un modello a “piattaforma”, con due obiettivi: da un lato creare, con Grid Blue Sky, un ecosistema che metta a disposizione processi e soluzioni di business, per aumentare le performance economiche e di servizio al cliente. Dall'altro costruendo il nuovo modello della rete del futuro, che sarà il Grid Futurability, orientato a migliorare il contesto in cui viviamo, nel breve e lungo periodo. Con Grid Futurability l'innovazione diventa sistemica, digitalizzazione e automatizzazione rendono la rete sempre più resiliente e flessibile, ma al contempo il modello a piattaforma contribuisce a rendere le città più sostenibili e permette di fornire nuovi servizi in base ai diversi contesti territoriali urbani e rurali, massimizzando il valore per i clienti e la rete.

Per ulteriori dettagli sulle implicazioni finanziarie relative agli argomenti legati al cambiamento climatico, si rimanda alla Nota 2.2 “Utilizzo delle stime e dei giudizi del management” e alle note relative a voci specifiche.

Le assunzioni contabili utilizzate per la redazione del bilancio della Società sono coerenti con l'informativa sui rischi derivanti dal cambiamento climatico riportata nel paragrafo “Cambiamenti climatici: rischi ed opportunità” nella Relazione sulla Gestione, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

Informativa relativa alla pandemia da Covid-19

Data la complessità dell'attuale contesto, la Società ha monitorato attentamente l'evoluzione della pandemia da Covid-19 riguardo alle principali aree di interesse in cui opera, in linea con le raccomandazioni dell'ESMA, contenute nei *public statements* pubblicati nei mesi di marzo, maggio, luglio e ottobre 2020, e della CONSOB, di cui ai “Richiami di attenzione” n. 6/20 del 9 aprile 2020, n. 8/20 del 16 luglio 2020 e n. 1/21 del 16 febbraio 2021.

La Società ha analizzato gli impatti della pandemia da Covid-19 sul proprio business, sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance economica, che sono anche riflessi nelle ipotesi sottostanti il piano industriale della Società, non riscontrando particolari rischi ed incertezze a cui risulta esposta.

Inoltre, per quanto riguarda gli effetti generati dalla pandemia da Covid-19 al 31 dicembre 2020 si rimanda allo specifico paragrafo “Impatti da Covid-19” della Relazione sulla gestione.

Coerentemente con l'informativa fornita nella Relazione sulla Gestione, il Bilancio al 31 dicembre 2020 fornisce ulteriori specifiche informazioni riguardanti la pandemia da Covid-19, basate su peculiari circostanze aziendali e sulla disponibilità di informazioni affidabili, al fine di evidenziare il suo impatto sulla situazione patrimoniale e finanziaria nonché sulla performance economica della Società a quella data.

A tale proposito, per ulteriori dettagli sulle implicazioni finanziarie della pandemia da Covid-19, si rimanda alla Nota 2.2 "Uso delle stime e giudizi del management" e alle note relative a voci specifiche.

2.2 Uso delle 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.

Inoltre, per quanto riguarda gli impatti della pandemia da Covid-19, nei paragrafi seguenti sono fornite informazioni specifiche sulle stime e i giudizi delle aree di bilancio maggiormente interessate, anche sulla base delle informazioni disponibili al 31 dicembre 2020 e considerando lo scenario in continua evoluzione e ancora caratterizzato da incertezza. Si rinvia alle successive Note Esplicative per i principali impatti della pandemia da Covid-19.

Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, la Società ha ritenuto che il cambiamento climatico rappresenti un elemento implicito nell'applicazione delle metodologie e dei modelli utilizzati per effettuare stime nella valutazione e/o misurazione di alcune voci contabili. Inoltre, ha tenuto conto degli impatti del cambiamento climatico nei giudizi significativi fatti dal management. A tale riguardo, le principali voci incluse nel Bilancio al 31 dicembre 2020 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono alle obbligazioni connesse agli impatti degli eventi eccezionali sugli impianti di distribuzione. Per ulteriori dettagli su tali aspetti, si rinvia alle successive Note Esplicative.

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 tariffe di riferimento 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. Ai fini della determinazione di tali ricavi, vengono prevalentemente presi a riferimento dalla Società i dati degli investimenti comunicati ad ARERA. Per maggiori dettagli sulla suddetta delibera, si rinvia a quanto commentato al paragrafo "Quadro normativo e tariffario", 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 2020-2023":

- 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, volta 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 2020-2023" volto a garantire la copertura dei ricavi ammessi a partire dai ricavi conseguiti applicando le tariffe obbligatorie fissate dall'ARERA;
- Meccanismo di "perequazione Sisma Centro Italia", introdotto con la deliberazione ARERA del 18 aprile 2017 n. 252/2017 e s.m.i. Tale deliberazione prevede che, per un periodo di 36 mesi a partire dalla data degli eventi sismici che hanno interessato le popolazioni dei territori delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria (24 agosto 2016, 26 ottobre 2016 e 18 gennaio 2017), le componenti tariffarie per il servizio di Distribuzione, Misura e Trasmissione ed i corrispettivi per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni, subentri e volture applicati siano ridotti del 100% (articoli 5, 6 e 7) e che il distributore possa recuperare tali agevolazioni attraverso il suddetto meccanismo di perequazione. La deliberazione n. 429 del 2020 ha esteso l'applicazione delle agevolazioni per tutto l'anno 2020.
- Meccanismo di reintegro dei minori incassi derivanti dalla riduzione, prevista dalla deliberazione 190/2020/R/EEL, delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di distribuzione e misura per le utenze elettriche non domestiche connesse in bassa tensione. Con tale provvedimento ARERA ha dato

attuazione a quanto previsto dal decreto *legge 19 maggio 2020* contenente misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19 prevedendo una riduzione delle tariffe di distribuzione e misura per i mesi di maggio, giugno e luglio 2020.

Inoltre, gli altri proventi operativi e gli altri costi operativi rilevati nell'esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione per competenza economica del seguente meccanismo:

- Meccanismo di “perequazione del valore della differenza fra perdite effettive e perdite standard”, disciplinato dalla deliberazione del 19 luglio 2012 n.301 e s.m.i (TIV) che prevede la regolazione con i distributori del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard di rete. La deliberazione n. 449 del 10 novembre 2020 ha aggiornato la disciplina delle perdite di rete per il triennio 2019-2021 attraverso la modifica di alcune modalità di calcolo e la modifica dei fattori percentuali di perdita commerciali riconosciuti ai distributori per i clienti in bassa tensione.

Altri proventi operativi

Reintegro Oneri di Sistema e Oneri di Rete

La Società rileva proventi per Reintegro Oneri di Sistema e Oneri di Rete, per tener conto dei seguenti meccanismi:

- Meccanismo di reintegrazione degli oneri generali di sistema disciplinato dalla Deliberazione n. 50/2018/R/EEL che prevede che le imprese distributrici possano richiedere il reintegro degli oneri di sistema, altrimenti non recuperabili, versati alla cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e al Gestore dei servizi Energetici ma non riscossi dai venditori;
- Meccanismo di reintegro delle tariffe di rete non incassate disciplinato dalla Deliberazione n. 461/2020/R/EEL che prevede che le imprese distributrici possano richiedere il reintegro dei corrispettivi di rete, altrimenti non recuperabili, non incassati dai venditori.

Continuità del servizio

La Delibera ARERA n. 566/2019/R/EEL, pubblicata a dicembre 2019, definisce il nuovo quadro regolatorio in materia di qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2020 – 2023.

Il driver principale che ha orientato l'Autorità nella revisione delle previsioni regolatorie è la riduzione del gap tra la qualità del servizio nelle regioni del Centro-Sud e nelle del Nord Italia. Al fine di perseguire questo obiettivo, pur confermando i livelli obiettivo previsti nel precedente semi-periodo regolatorio 2016-2019, 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, dedicate ad ambiti più critici nei quali il livello del servizio è inferiore a determinate soglie, riguardano l'introduzione della c.d. “regolazione speciale”, ad adesione volontaria, e degli “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.

La delibera incide sugli stessi indicatori monitorati della precedente regolazione, ovvero prevede che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi 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 confermati gli 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.

La regolazione dei clienti MT, invece, prevede indennizzi ai clienti che hanno adeguato i loro impianti elettrici a determinati requisiti tecnici indicati in delibera, 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 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 n.267 con previsione di completamento nel 2020;
- n. 276 eleggibili a sola penalità, di cui 188 con previsione di completamento nel 2020.

In seguito alla dichiarazione dello stato di emergenza a causa della pandemia Covid-19 e della successiva introduzione di misure restrittive di contrasto e contenimento della diffusione del virus messe in campo dal Governo Italiano, le imprese distributrici, inclusa e-distribuzione, hanno informato l'Autorità degli effetti che dette misure hanno comportato sullo svolgimento delle attività di distribuzione. Più nello specifico, nel caso del Piano Resilienza, le imprese distributrici hanno rappresentato difficoltà nel rispetto delle tempistiche degli interventi programmati.

Per far fronte a tali criticità, ARERA ha stabilito, con la Deliberazione n. 432/2020, l'inserimento di un semestre di franchigia, rispetto alla data di completamento prevista a Piano, per gli interventi eleggibili del Piano 2019-2021.

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 è stato 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.

Dopo il processo di consultazione con gli operatori, sopra descritto, ARERA ha emesso il 14 luglio 2020 la Delibera 270 che determina le nuove regole di ridefinizione del calcolo del contributo, confermando il cap a 250€/TEE ed integrando il contributo (per gli anni d'obbligo 2019 e 2020) con un rimborso addizionale di un valore massimo pari a 10€/TEE valevole sui soli TEE acquistati sul mercato, il cui valore è rapportato all'insufficienza dei titoli disponibili rispetto agli obblighi assegnati ai distributori. Anche la formula del contributo definita con questa Delibera si basa

sul prezzo medio degli scambi intervenuti nel mercato organizzato di Borsa, oltre che il prezzo dei soli bilaterali scambiati a prezzi inferiori ai 260€/TEE e compresi in un range di più o meno il 20%.

In relazione all'emergenza sanitaria, il MISE ha prolungato il termine di scadenza dell'anno d'obbligo 2019 fino al 30.11.2020, pertanto l'anno d'obbligo 2019 ha avuto una durata di ben 18 mesi, essendo iniziato a giugno 2019.

A dicembre 2020, con la Deliberazione 550/2020/R/EFR Arera ha stabilito, applicando le nuove formule sancite dalla Delibera 270, il contributo per l'anno d'obbligo 2019, pari a 250€/TEE, ed il contributo addizionale, pari a 4,49€/TEE.

Per il solo mese di dicembre 2020, relativo all'anno d'obbligo 2020, il contributo è stato stimato applicando la formula suddetta, ed è stato confermato pari a 250€/TEE. Non è possibile, invece stimare mensilmente il valore del contributo addizionale in quanto si basa su grandezze (volume dei titoli disponibili) quantificabili solo a fine anno d'obbligo.

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.

Le verifiche del valore recuperabile di tali attività vengono svolte secondo i criteri previsti dallo IAS 36 e più dettagliatamente descritti nelle specifiche note di riferimento.

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 tre anni; per gli esercizi successivi, si tiene conto:

- delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili considerate nel calcolo dei flussi di cassa, nonché della vita media utile residua degli asset o della durata delle concessioni, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita di lungo periodo della domanda elettrica e/o dell'inflazione (in funzione del Paese e del business) e comunque non eccedente il tasso medio di crescita nel lungo termine del mercato di riferimento.

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e alle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni negli assunti di base su cui si basano tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. 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.

Nello scenario attuale, l'analisi degli indicatori di riduzione di valore è diventata ancora più importante in quanto si è cercato anche di valutare se l'impatto della pandemia da Covid-19 abbia potuto ridurre il valore contabile di alcune attività non finanziarie al 31 dicembre 2020. Per questo motivo, la Società ha attentamente considerato gli effetti della pandemia da Covid-19 nel determinare l'esistenza di eventuali indicazioni di impairment per le attività non finanziarie, senza rilevare impatti significativi su tali poste.

Inoltre, in linea con il suo modello di business e nel contesto dell'accelerazione del processo di transizione energetica, la Società ha anche attentamente valutato se le tematiche legate al cambiamento climatico abbiano inciso sulle ipotesi ragionevoli e sostenibili utilizzate per stimare le proiezioni dei flussi finanziari. A tal riguardo, ove necessario, la Società ha tenuto conto anche degli impatti derivanti dal cambiamento climatico nel lungo periodo, in particolare considerando nella stima del valore terminale un tasso di crescita di lungo termine allineato alla variazione della domanda elettrica 2030-2050 in base alle specificità del proprio business.

Perdite attese su attività finanziarie

Alla fine di 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.

I fondi per perdite attese sulle attività finanziarie si basano su assunzioni riguardanti il rischio di default e la misurazione delle perdite attese. Nel formulare tali assunzioni e selezionare gli input per il calcolo della perdita attesa, il management utilizza il proprio giudizio professionale, basato sulla propria esperienza pregressa della Società, sulle condizioni di mercato attuali, oltre che su stime prospettiche alla fine di ciascuna data di riferimento del bilancio.

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 di tutti i mancati incassi) attualizzati usando il tasso di interesse effettivo originario.

In particolare, per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, 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, i crediti commerciali da trasporto energia per i quali lo scaduto oltre i 90 giorni ha un'incidenza maggiore del 10% del credito totale, sono generalmente considerati in default mentre per i crediti commerciali riferiti ad altre prestazioni, ai fini del calcolo delle perdite attese, è applicata principalmente una definizione di default pari a 90 giorni di scaduto.

Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti/attività derivanti da contratti con i clienti in cluster, tenuto conto del business di riferimento. La Società adotta un approccio analitico per i crediti commerciali che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

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.

In base a ciascun business nonché alle differenze fra i portafogli di clienti, anche in termini di caratteristiche di rischio, di tassi di default e aspettative di recupero, sono definiti specifici cluster.

Si presuppone che le attività derivanti da contratti con i clienti presentino 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, nonché per le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri ECL:

- la PD ipotizzata è pari a quella della Country Italia;

- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster;
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

Sulla base delle specifiche valutazioni del management, la rettifica forward looking potrà essere applicata considerando informazioni qualitative e quantitative al fine di riflettere possibili eventi e scenari macroeconomici futuri, che potrebbero influenzare il rischio del portafoglio o dello strumento finanziario.

Al fine di tenere conto degli effetti della pandemia da Covid-19 sull'impairment dei crediti commerciali, la Società ha effettuato un assessment del portafoglio clienti e del mercato di riferimento e dallo stesso non è emersa la necessità di effettuare specifici adjustments rispetto ai risultati del modello di impairment adottato dalla Società in base all'IFRS 9.

I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota n. 46 "Strumenti finanziari per categoria".

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.

Per ulteriori dettagli sugli strumenti finanziari misurati al fair value, si rimanda alla nota n. 49 "Attività e passività misurate al fair value".

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.

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato in bilancio per tali strumenti, soprattutto nel contesto attuale nel quale i mercati sono volatili e le prospettive economiche altamente incerte in grado di cambiare rapidamente a causa dell'incertezza dell'impatto economico della pandemia da Covid-19.

Quando le valutazioni sono soggette ad una significativa incertezza di misurazione a causa del contesto attuale e vi è un ampio intervallo di stime possibili del fair value, la Società è tenuta ad applicare giudizio nel determinare il punto all'interno di tale intervallo maggiormente rappresentativo del fair value in tali circostanze.

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.

Piani pensionistici altri piani per benefici 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 quanto riguarda la pandemia da Covid-19, la Società ha attentamente analizzato i possibili impatti della crisi economica generata dalla pandemia sulle ipotesi attuariali utilizzate nella valutazione delle passività attuariali e delle attività a servizio dei piani.

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

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla Nota n. 37 "Fondi rischi e oneri".

La Nota n. 52 "Attività e passività potenziali" fornisce anche informazioni riguardo le passività potenziali maggiormente significative per la Società.

Contenziosi

e-distribuzione S.p.A. è parte in diversi contenziosi legali di natura civile, amministrativa e fiscale, collegati al normale svolgimento delle proprie attività. 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. La valutazione dei rischi legati ai suddetti procedimenti sono basati su elementi complessi che per loro natura implicano il ricorso a giudizio degli Amministratori, anche tenendo conto degli elementi acquisiti da parte di consulenti esterni che assistono la Società, con riferimento alla loro classificazione tra le passività potenziali ovvero tra le passività.

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

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

Leasing

Quando il tasso di interesse implicito nel leasing non può essere determinato facilmente, la Società utilizza il tasso di finanziamento marginale (Incremental Borrowing Rate – IBR) 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

l'IBR sulla base di assunzioni che riflettono la durata e le condizioni contrattuali del leasing e su altre stime specifiche alla società locataria.

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, 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.

Per ulteriori dettagli sulle passività del leasing, si rinvia alla nota n. 46 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2020 il bilancio comprende imposte differite attive, connesse alla rilevazione di componenti di reddito a deducibilità tributaria differita, per un importo il cui futuro recupero è ritenuto dagli Amministratori altamente probabile.

La recuperabilità delle suddette imposte differite attive è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.

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.

La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è riesaminata a ogni chiusura di periodo; le attività per imposte anticipate non rilevate in bilancio sono nuovamente valutate ad ogni data di riferimento del bilancio al fine di verificare le condizioni per la loro rilevazione.

La Società ha monitorato le tempistiche di recuperabilità delle imposte anticipate nonché quelle relative all'annullamento delle differenze temporanee deducibili, senza rilevare particolari incertezze causate dalla pandemia da Covid-19.

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

Giudizi del management

Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo

Secondo le previsioni dell'IFRS 10, il controllo è ottenuto quando la Società è esposta a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal rapporto con la società partecipata e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, attraverso l'esercizio del proprio potere sulla società partecipata. Il potere è definito come la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti della società partecipata in virtù di diritti sostanziali esistenti.

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

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

Inoltre, anche se detiene più della metà dei diritti di voto di un'altra società, la Società considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti nel valutare se controlla la società partecipata.

La Società riesamina l'esistenza delle condizioni di controllo su una società partecipata quando i fatti e le circostanze indicano che ci sia stata una variazione di uno o più elementi considerati per la verifica dell'esistenza del controllo.

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

Secondo l'IFRS 11, un accordo a controllo congiunto è un accordo nel quale due o più parti detengono il controllo congiunto. Si ha il controllo congiunto unicamente quando per le decisioni relative alle attività rilevanti è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Un accordo a controllo congiunto si può configurare come una joint venture o una joint operation. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per contro, una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto hanno diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo.

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

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

Applicazione dell'IFRIC 12 agli "Accordi per servizi in concessione"

L'IFRIC 12 si applica agli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato", i quali possono essere definiti come contratti che obbligano un concessionario a fornire servizi pubblici, ossia a dare accesso ai principali servizi economici e sociali, per un determinato periodo di tempo per conto dell'Autorità pubblica (ossia, il concedente). In questi contratti, il concedente trasferisce al concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire tali servizi.

In particolare, l'IFRIC 12 fornisce linee guida per la rilevazione contabile, da parte del concessionario, degli 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
- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a benefici 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 provenienti da contratti con i clienti

L'applicazione dell'IFRS 15 ha richiesto alla Società i seguenti giudizi professionali (per ulteriori dettagli riguardo gli effetti più significativi sui ricavi della Società, si rimanda alla Nota n. 5 "Ricavi").

Inoltre, nel corso dell'esercizio, la Società ha attentamente monitorato gli eventuali effetti delle incertezze legate alla pandemia da Covid-19 sulla rilevazione dei propri ricavi, in particolare per quanto riguarda le principali aree impattate da significativi giudizi.

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 "*principal*" 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 2020, 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, al fine di classificare le attività finanziarie, 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, il management valuta le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento unitamente al modello di business adottato per gestire le attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa.

Al fine di valutare le caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali dello strumento, il management effettua l'“SPPI test” a livello di singolo strumento per determinare se lo stesso generi flussi di cassa che rappresentano solamente pagamento di capitale e interessi, effettuando specifiche valutazioni sulle clausole contrattuali degli strumenti finanziari così come analisi quantitative qualora necessarie.

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 n. 46 “Strumenti finanziari per categoria”.

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.

Inoltre, nel corso dell'esercizio, la Società ha attentamente monitorato gli eventuali effetti delle incertezze legate alla pandemia da Covid-19 sulle proprie relazioni di copertura.

Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave circa la valutazione dell'efficacia e la misura dell'inefficacia si rimanda alla Nota n. 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 dei contratti, 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 precedente sub-paragrafo "Uso di stime".

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla Nota n. 18 "Leasing operativo".

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.

Società controllate

Le società controllate sono le società su cui e-distribuzione S.p.A. detiene il controllo. Essa controlla una società, indipendentemente dalla natura della loro relazione formale, quando è esposta a rendimenti variabili, o detiene diritti su tali rendimenti, derivanti dal proprio rapporto con la stessa e ha la capacità di incidere su tali rendimenti, esercitando il proprio potere su tale società.

Partecipazioni in società collegate e *joint arrangement*

Le società collegate sono quelle in cui e-distribuzione S.p.A. esercita un'influenza notevole, ossia il potere di partecipare alla determinazione delle decisioni circa le politiche finanziarie e gestionali della società partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto su queste politiche.

Una *joint venture* è un accordo a controllo congiunto nel quale e-distribuzione S.p.A. detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo. 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.

Le partecipazioni in società collegate e in joint venture sono contabilizzate 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 contabilizzate al momento della rilevazione iniziale, al tasso di cambio a pronti in essere alla data dell'operazione. Successivamente, le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono convertite usando il tasso di cambio di chiusura (ossia, il tasso di cambio a pronti in essere alla data riferimento del bilancio).

Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta estera, iscritte al costo storico sono convertite usando il tasso di cambio in essere alla data di iniziale rilevazione dell'operazione. Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta, iscritte al fair value, sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione del fair value. 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 dell'attività, del costo o del ricavo (o parte di essi) connessi all'eliminazione contabile di un'attività o passività non monetaria derivante dal pagamento o dal ricevimento di un anticipo in valuta estera, la data dell'operazione è quella in cui la Società rileva inizialmente l'attività o la passività non monetaria relativa all'anticipo.

Qualora vi siano più anticipi versati o ricevuti, la Società determina la data dell'operazione per ciascun 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 loro *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.

Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti. I costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico. Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati 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
Cabine Secondarie	30 anni
Contatori elettromeccanici	18 anni
Gruppi di misura bilancio energia	10 anni
Contatori elettronici	15 anni
Attrezzature	10 anni
Altri impianti e altri beni	2-5-10-17-20 anni

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

I terreni, sia liberi da costruzione sia annessi a fabbricati civili e industriali, non sono ammortizzati in quanto elementi a vita utile illimitata.

I beni rilevati nell'ambito degli immobili, impianti e macchinari sono eliminati contabilmente al momento della loro dismissione (ossia, alla data in cui il destinatario ottiene il controllo) oppure quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto Economico, è calcolato come differenza tra i corrispettivi netti della dismissione, determinati secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, 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 leasing e una o più ulteriori componenti leasing o non leasing, la Società assegna a ciascuna componente leasing una parte del corrispettivo del contratto in base al relativo prezzo a sé stante.

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:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile
Fabbricati in leasing uso ufficio	2 - 11 anni
Fabbricati in leasing uso cabine	6 - 18 anni
Veicoli e altri mezzi di trasporto in leasing	3 - 8 anni
IRU su fibra ottica per rilegamento cabine	20 anni

Se il leasing trasferisce la proprietà dell'attività sottostante alla Società al termine della durata del contratto o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette il fatto che la Società eserciterà 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

Quando agisce in qualità di locatore, la Società determina alla data di inizio di ciascun leasing se è un leasing finanziario oppure operativo.

I leasing in cui la Società trasferisce sostanzialmente tutti i rischi e i benefici connessi alla proprietà dell'attività sottostante sono classificati come leasing finanziari; in caso contrario, sono classificati come leasing operativi.

Per effettuare tale valutazione, la Società considera gli indicatori forniti dall'IFRS 16.

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 dalla Società e in grado di produrre benefici economici futuri. 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 stessa, nonché di avere la capacità, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività per utilizzarla o venderla.

I costi di ricerca sono rilevati a Conto economico.

Le attività immateriali, 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 per l'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).

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 utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

La vita utile stimata delle principali attività immateriali, distinte fra generate internamente e acquistate, è di seguito dettagliata:

Attività immateriali	Vita utile
Diritti di brevetto industrial	3 anni
Licenze d'uso software	3-11 anni
Licenze d'uso SAP	5 anni
Sistema di gestione cartografica informatizzata reti	5 anni

Si evidenzia che, nel corso del 2020, la Società ha avviato un'analisi di dettaglio di alcune licenze d'uso software in portafoglio che ha comportato, in alcuni casi, la rivisitazione e l'allungamento della vita utile delle stesse.

Impairment delle attività non finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, le attività immateriali, le attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante, l'avviamento sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori di un'eventuale riduzione del loro valore.

Le attività immateriali con vita utile indefinita e le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso sono sottoposte 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 alla nota n. 2.2 "Uso di stime e giudizi del management".

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, una perdita di valore è rilevata a Conto economico e presentata nella voce "Ammortamenti e altri 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 altri impairment", nei limiti del valore contabile che l'attività in oggetto avrebbe avuto, al netto dell'ammortamento, se non fosse stata effettuata la svalutazione. 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 (ossia *trade date*).

I crediti commerciali derivanti da contratti con la clientela, nell'ambito di applicazione dell'IFRS 15, sono inizialmente valutati al prezzo dell'operazione (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 (ossia 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 riversati 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 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 e le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica l'approccio semplificato, calcolando le perdite attese su un periodo corrispondente alla vita residua del credito, generalmente pari a 12 mesi.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali e le attività derivanti da contratti con i clienti, 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 (ossia, titoli "*investment grade*").

Per maggiori dettagli circa l'"*impairment delle attività finanziarie*", si rimanda alla nota 46 "Strumenti finanziari per categoria".

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, 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, passività per leasing 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 (ad eccezione dei contratti di finanziamento per cui gli effetti non sono materiali). 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 verifici 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.

In merito alle operazioni di cessioni credito effettuate dalla Società, si precisa che esse presentano i requisiti per la derecognition del credito stesso e quindi, ai fini IFRS 9, sono state considerate cessioni pro-soluto.

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 c.d. "own use exemption".

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 o compravendita della Società.

Inoltre, i contratti di acquisto o vendita di elementi non finanziari con consegna fisica (ad esempio contratti a termine su *commodity* energetiche a prezzo fisso) non si qualificano per la "own use exemption" e sono rilevati come derivati al *fair value* rilevato a Conto economico solo se:

- > sono regolabili al netto; e
- > non sono stati stipulati per le normali esigenze di utilizzo o compravendita dalla Società.

Di conseguenza, a partire dalla data di negoziazione, tali contratti sono rilevati al FVTPL o come "altri ricavi" in caso di contratti di vendita di elementi non finanziari (si rimanda alla Nota 5 "Ricavi") o come "Acquisti di energia elettrica, gas e combustibili" o "Servizi e altri materiali" in caso di contratti di acquisto di elementi non finanziari (si rimanda, rispettivamente, alla Nota 7 "Materie prime e materiali di consumo" e alla Nota 8 "Servizi").

La Società analizza costantemente 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 exemption".

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.

Benefici ai dipendenti

La passività relativa ai benefici riconosciuti ai dipendenti ed erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro per piani a benefici definiti o per altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa è determinata, separatamente per ciascun piano, sulla base di ipotesi attuariali stimando l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il metodo di proiezione unitaria del credito). In maggior dettaglio, il valore attuale dei piani a benefici definiti è calcolato utilizzando un tasso determinato in base ai rendimenti di mercato, alla data di riferimento di bilancio, di titoli obbligazionari di aziende primarie. Se non esiste un mercato profondo di titoli obbligazionari di aziende

primarie nella valuta in cui l'obbligazione è espressa, viene utilizzato il corrispondente tasso di rendimento dei titoli pubblici.

La passività, al netto delle eventuali attività a servizio del piano, è rilevata per competenza lungo il periodo di maturazione del diritto. La valutazione della passività è effettuata da attuari indipendenti.

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

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

Per gli altri benefici a lungo termine, i relativi utili e perdite attuariali sono rilevati a Conto economico.

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

Inoltre, la Società è impegnata in piani a contribuzione definita per effetto dei quali 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 ai dipendenti relativamente 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 derivano o dalla decisione da parte della Società di concludere il rapporto di lavoro con un dipendente prima della normale data di pensionamento o dalla scelta volontaria di un dipendente di accettare un'offerta, da parte della Società, di tali benefici in cambio della cessazione del rapporto di lavoro. L'evento che dà origine a tale obbligazione è la cessazione del rapporto di lavoro piuttosto che l'esistenza di tale rapporto. I benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro sono rilevati 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 dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per i benefici a breve termine; se si prevede che non saranno liquidati interamente entro dodici mesi dalla data di riferimento del bilancio, 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 le passività relative ai trattamenti incerti ai fini dell'imposta sul reddito che vengono rilevate 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 ai fondi in esame 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.

La Società rileva ricavi diversi da quelli derivanti da contratti con i clienti principalmente con riferimento a quelli derivanti da leasing operativi 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.

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 il corrispettivo ricevuto. 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 sia il bene al fair value dell'attività non monetaria alla data del trasferimento.

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

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).

Dividendi

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

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili alla Controllante Enel Italia 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.

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 del bilancio.

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 2019 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 2019-2021, 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 del bilancio.

Le passività fiscali differite sono rilevate in relazione alle differenze temporanee imponibili salvo che tale passività derivino 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 si riferiscono a tutte le differenze temporanee deducibili, le perdite fiscali o i crediti d’imposta non utilizzati. Per i dettagli riguardo la recuperabilità di tali attività, si rimanda allo specifico paragrafo nell’ambito delle stime.

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 sono compensate solo 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 e se sono applicate dalla medesima autorità fiscale sullo stesso soggetto passivo d’imposta oppure su soggetti passivi d’imposta diversi che intendono regolare le passività e le attività fiscali correnti su base netta, o realizzare le attività e regolare le passività contemporaneamente, in ciascun esercizio successivo nel quale si prevede che siano regolati o recuperati ammontari significativi di passività o di attività fiscali differite

Incertezza sui trattamenti ai fini dell’imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza, andrà considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l’Autorità fiscale. Se si ritiene che sia probabile che l’autorità fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine probabile inteso come “più verosimile che non”), allora la Società rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se la Società ritiene che non sia probabile che l’autorità fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell’imposta sul reddito, il Gruppo riflette l’effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. La Società decide se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l’approccio che meglio prevede la soluzione dell’incertezza. Nel valutare se e in che modo l’incertezza incide sul trattamento fiscale, essa ipotizza che l’Autorità fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. La Società riflette l’effetto dell’incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell’importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell’incertezza.

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, la Società espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

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 2020:

- > *"Modifiche all'IFRS 3 – Definizione di un'attività aziendale"*, emesso a ottobre 2018 per aiutare le società a determinare se un insieme integrato di attività e beni acquisito sia o meno un'attività aziendale. In particolare, le modifiche chiariscono che un'attività aziendale, considerata come un insieme integrato di attività e beni, deve includere almeno un fattore di produzione e un processo sostanziale che, insieme, contribuiscono in modo significativo alla capacità di creare output. Pertanto, le modifiche chiariscono che un'attività aziendale non può esistere senza includere i fattori di produzione e i processi sostanziali necessari per creare gli output. La definizione di "output", così come modificata, si focalizza sui beni e servizi forniti ai clienti, sui proventi da investimenti e altri proventi, ed esclude i rendimenti sotto forma di minori costi ed altri benefici economici.
- > *"Modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 – Definizione di rilevante"*, emesso a ottobre 2018 per allineare la definizione di "rilevanza" fra principi e il Conceptual Framework for Financial Reporting, e per chiarire alcuni aspetti della sua definizione. La nuova definizione prevede quanto segue: "un'informazione è rilevante se è ragionevole presumere che la sua omissione, errata indicazione od occultamento potrebbe influenzare le decisioni che gli utilizzatori principali dei bilanci redatti per scopi di carattere generale prendono sulla base di questi bilanci, i quali forniscono informazioni finanziarie circa la specifica entità che redige il bilancio". Più nel dettaglio, le modifiche chiariscono che:
 - l'"occultamento dell'informazione" riguarda situazioni per le quali l'effetto, per gli utilizzatori principali dei bilanci, è analogo a quello dell'omissione o errata indicazione dell'informazione la cui rilevanza è valutata nel contesto del bilancio, considerato nel suo insieme;
 - gli "utilizzatori primari dei bilanci", ai quali tali bilanci sono diretti, sono "investitori, finanziatori e altri creditori esistenti e potenziali" che devono fare affidamento su bilanci redatti per scopi di carattere generale per gran parte delle informazioni finanziarie di cui hanno bisogno; e
 - la "rilevanza" dipende dalla natura o dall'entità dell'informazione, presa singolarmente o in combinazione con altre informazioni, nel contesto del bilancio; una errata indicazione dell'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che influenzerà le decisioni adottate dagli utilizzatori principali dei bilanci.
- > *"Modifiche all'IFRS 9, allo IAS 39, e all'IFRS 7 – Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse"*, emesso a settembre 2019. Le modifiche: (i) prevedono delle deroghe temporanee che consentano alle relazioni di copertura di continuare durante il periodo di incertezza fino a quando non saranno definiti tassi alternativi privo di rischio dalla *Interbank Offered Rates (IBORs) Reform*; e (ii) richiedono di fornire informative aggiuntive sulle relazioni di copertura che sono direttamente influenzate dalle incertezze. Al riguardo, va notato che la Riforma impatterà la valutazione al fair value, gli effetti delle relazioni di copertura e i risultati finanziari netti appena saranno definiti i tassi alternativi.
- > *"Modifiche ai riferimenti al Quadro concettuale negli IFRS"*, emesso a marzo 2018. Il documento delinea le modifiche ai principi interessati al fine di aggiornare i riferimenti al *Revised Conceptual Framework*. Tali modifiche accompagnano l'ultima versione del "Revised Conceptual Framework for Financial Reporting", emesso a marzo 2018 e applicabile dal 1° gennaio 2020, che prevede alcuni concetti nuovi, definizioni e

criteri di rilevazione aggiornati, nonché chiarimenti su alcuni concetti importanti. Le modifiche principali includono:

- l'aumento della rilevanza della gestione delle risorse economiche da parte del management ai fini dell'informativa finanziaria;
- il ripristino della prudenza come componente a supporto della neutralità;
- la definizione di entità che redige il bilancio (reporting entity), che può essere un'entità legale o parte di essa;
- la revisione delle definizioni di attività e passività;
- la rimozione della soglia di probabilità ai fini della recognition e l'aggiunta, al contempo, di linee guida per la derecognition;
- l'aggiunta di linee guida su diverse basi di valutazione; e
- l'affermazione che l'utile o la perdita è il principale indicatore di performance e che, in linea di principio, ricavi e costi nelle altre componenti di conto economico complessivo devono essere riciclati a conto economico qualora ciò aumenti la rilevanza o la rappresentazione fedele del bilancio.

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

4. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative

Non si segnalano nel periodo di riferimento modifiche di principi contabili che abbiano avuto impatti sulla Società.

Informazioni sul Conto Economico

5. Ricavi – Euro 6.673.499 migliaia

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

Migliaia di euro	2020	2019	2020-2019	
Ricavi trasporto energia elettrica:	6.021.868	6.176.296	(154.428)	(3%)
Ricavi trasporto energia (terzi)	2.511.210	2.588.035	(76.825)	(3%)
Ricavi trasporto energia (gruppo)	3.014.908	3.340.091	(325.183)	(10%)
Perequazioni	322.008	(21.431)	343.439	(>100%)
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	(48.534)	14.744	(63.278)	(>100%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i>	(65.601)	7.261	(72.862)	(>100%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	17.067	7.483	9.584	>100%
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	222.276	254.857	(32.581)	(13%)
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	544.587	527.148	17.439	3%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	214.243	204.592	9.651	5%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	144.621	136.660	7.961	6%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	102.397	90.626	11.771	13%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	83.326	95.270	(11.944)	(13%)
Lavori in corso su ordinazione:	17.345	27.703	(10.358)	(37%)
Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi)	4.175	2.222	1.953	88%
Lavori e servizi in corso su ordinazione (gruppo)	13.170	25.481	(12.311)	(48%)
Altre vendite e prestazioni:	71.946	79.987	(8.041)	(10%)
Ricavi da vendita beni (terzi)	13.804	17.679	(3.875)	(22%)
Ricavi da vendita beni (gruppo)	12.418	22.192	(9.774)	(44%)
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	35.475	31.407	4.068	13%
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	10.249	8.709	1.540	18%
Locazione beni strumentali:	12.417	9.751	2.666	27%
Locazione beni strumentali (terzi)	2.956	3.622	(666)	(18%)
Locazione beni strumentali (gruppo)	9.461	6.129	3.332	54%
Altri ricavi:	5.336	6.257	(921)	(15%)
Ricavi da leasing operativo (terzi)	3.831	4.945	(1.114)	(23%)
Ricavi da leasing operativo (gruppo)	1.505	1.312	193	15%
Totale Ricavi	6.673.499	6.827.142	(153.643)	(2%)

I Ricavi da trasporto energia elettrica, complessivamente pari al 31 dicembre 2020 a euro 6.021.868 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.

Essi risultano in decremento di euro 154.428 migliaia rispetto allo stesso periodo del 2019 (pari a euro 6.176.296 migliaia) essenzialmente in seguito:

- al decremento dei ricavi trasporto energia, pari complessivamente a euro 402.008 migliaia (di cui euro 76.428 migliaia riferiti a terzi e euro 325.183 migliaia riferiti a società del gruppo);

- al decremento dei ricavi trasporto anni precedenti, pari a euro 63.278 migliaia (di cui euro 72.862 migliaia riferiti a terzi, il cui effetto è parzialmente nettato dall'aumento di quelli verso società del gruppo, pari a euro 9.584);
- al decremento dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 32.581 migliaia.

Tali effetti risultano parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da perequazione, pari complessivamente a euro 343.439 migliaia.

I Ricavi da trasporto energia si riferiscono, per euro 3.014.908 migliaia, ai ricavi verso le altre società del gruppo, di cui euro 1.485.246 migliaia verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia e euro 1.529.088 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il trasporto al mercato della Maggior Tutela.

Il decremento dei ricavi trasporto energia complessivi, pari a euro 402.008 migliaia, deriva dai seguenti principali fenomeni:

- riduzione delle tariffe obbligatorie di distribuzione e misura fissate per l'anno 2020 (come previsto dalla deliberazione n. 570/19 ARERA pubblicata a dicembre 2019) rispetto a quelle dell'anno precedente;
- riduzione dei consumi per le utenze "altri usi" (sia in media che in bassa tensione), diretta conseguenza del lockdown introdotto dal Governo in seguito alla pandemia da Covid-19.

La riduzione, pari a euro 63.278 migliaia, dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti, è principalmente riconducibile:

- alla rilevazione di una sopravvenienza passiva, nell'esercizio 2020, sui ricavi da abolizione lag regolatorio, pari a euro 25.958 milioni, dovuta all'aggiornamento dei volumi di investimento e parametri macroeconomici di anni precedenti (nel 2019, rilevata una sopravvenienza passiva complessiva pari a euro 352 migliaia);
- alla contabilizzazione, nel 2019, della quota del 20% dei ricavi su energia reattiva dal 2016 al 2019, pari a euro 35.080 migliaia (Deliberazione n. 568/19 ARERA).

Il decremento, pari a euro 32.581 migliaia, dei ricavi da abolizione lag regolatorio (normati con deliberazione n. 654/15 ARERA), è sostanzialmente conseguenza dell'aggiornamento degli scenari macroeconomici di riferimento e del volume degli investimenti considerati ai fini del calcolo.

I ricavi derivanti da meccanismi di perequazione pari a euro 322.008 migliaia (negativi per euro 21.431 migliaia al 31 dicembre 2019), presentano un incremento pari a euro 343.439 migliaia dovuto principalmente alla riduzione dei ricavi fatturati ai traders per effetto Covid-19: poiché la Società opera in un regime regolato, l'effetto dei minori ricavi fatturati viene infatti sterilizzato con le perequazioni.

In particolare, essi sono riconducibili:

- per euro 232.183 migliaia alla perequazione rilevata per effetto delle agevolazioni previste dalla deliberazione n. 190/2020 ARERA (che ha previsto l'azzeramento della quota potenza per potenza impegnata superiore a 3 KW, e tra l'altro, la rimodulazione della quota fissa, per i servizi di distribuzione e misura, sui prelievi di competenza del periodo dal 1 maggio 2020 al 31 luglio 2020);
- per euro 93.179 migliaia all'applicazione del meccanismo di perequazione dei costi di trasmissione (euro 18.749 migliaia al 31 dicembre 2019), in aumento di euro 74.430 migliaia per compensare la differenza

tra i costi di trasmissione sostenuti dalla Società nel 2020 ed i minori ricavi di trasmissione fatturati nello stesso anno ai traders per effetto della riduzione dei consumi di energia;

- per euro 27.782 migliaia all'applicazione del meccanismo di perequazione per gli eventi sismici del centro Italia (euro 22.950 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 16.085 migliaia all'iscrizione del meccanismo di perequazione Usi Propri (euro 19.026 al 31 dicembre 2019);
- per euro 3.686 migliaia alla perequazione relativa al riconoscimento della maggiore remunerazione sugli investimenti incentivati (euro 7.523 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 43.287 migliaia alla perequazione negativa dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, di cui euro 10.999 migliaia riferiti alla rettifica dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, rilevati nell'anno 2018, così come previsto dall'art 29.3 della deliberazione n. 568/19 ARERA (la perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione al 31 dicembre 2019 era negativa per euro 97.813 migliaia);
- per euro 7.620 migliaia alla perequazione negativa relativa alla misura (negativa per euro 3.409 migliaia al 31 dicembre 2019)

Si evidenzia che al 31 dicembre 2019, tra i ricavi derivanti da meccanismi di perequazione, era presente anche l'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 11.543 migliaia).

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2020 ammontano complessivamente a euro 544.587 migliaia e presentano un incremento di euro 17.439 migliaia rispetto all'esercizio precedente, per effetto dell'aumento delle richieste da terzi e traders rispetto al 2019.

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2020, a complessivi euro 358.864 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 2020, a complessivi euro 185.723 migliaia, si riferiscono ad obbligazioni di fare adempite 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 17.345 migliaia (euro 27.703 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferiscono per euro 13.170 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 2020 a complessivi euro 71.946 migliaia, si riferiscono per euro 49.279 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 22.667 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a complessivi euro 49.279 migliaia (euro 49.086 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 25.817 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 24.758 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 13.804 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 17.679 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 4.116 migliaia a proventi per richieste di messa fuori servizio (euro 2.046 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 3.840 migliaia (euro 5.065 migliaia al 31 dicembre 2019) 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 22.667 migliaia (euro 30.901 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 10.830 migliaia (euro 12.373 migliaia al 31 dicembre 2019) 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 8.041 migliaia (euro 8.210 migliaia al 31 dicembre 2019) a ricavi verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. relativi a prestazioni di servizi amministrativi, di supporto tecnico e logistica e per la concessione di licenze d'uso di beni immateriali;
- per euro 1.546 migliaia a ricavi verso Enel Produzione per prestazioni di servizi di manutenzione effettuati da e-distribuzione presso gli impianti della società collocati presso le isole minori di Ventotene, Capraia, Portoferraio, Vulcano, Malfa, Salina, Panarea, Stromboli, Alicudi, Filicudi e Ginostra (euro 1.692 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 974 migliaia (euro 6.610 migliaia al 31 dicembre 2019) a ricavi verso Endesa Distribución Eléctrica per servizi di assistenza e manutenzione contatori.

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 12.417 migliaia (euro 9.751 migliaia al 31 dicembre 2019) riguardano:

- per euro 2.956 migliaia (euro 3.622 al 31 dicembre 2019) ricavi da terzi riferiti essenzialmente alla concessione di diritti d'uso (IRU) per l'appoggio di fibra ottica sull'infrastruttura fisica della Società e per servizi di housing;
- per euro 9.461 migliaia (euro 6.129 migliaia al 31 dicembre 2019) 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.

Gli Altri ricavi, pari a complessivi euro 5.336 migliaia (euro 6.257 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferiscono ricavi da leasing operativo in cui la Società opera in qualità di locatore. In particolare, per euro 1.505 migliaia, sono relativi alla locazione di spazi all'interno delle cabine di proprietà effettuata a favore di Open Fiber e per euro 3.831 migliaia a locazioni di beni strumentali a terzi.

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

Migliaia di euro

	2020	2019
Italia	6.653.259	6.804.185
Spagna	1.757	8.216
Romania	10.830	12.135
Altri	7.653	2.606
Totale	6.673.499	6.827.142

Attività e passività contrattuali

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 31/12/2020	al 31/12/2019
Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"	3.316.715	3.948.900
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	1.969.858	2.411.284
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	1.346.857	1.537.616
Attività derivanti da contratti con i clienti	238	443
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	238	443
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
Passività contrattuali non correnti:	(3.358.904)	(3.520.140)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(1.897.954)	(2.011.823)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(1.303.861)	(1.358.819)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(6.131)	(6.593)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	(150.958)	(142.905)
Passività contrattuali correnti:	(693.772)	(641.973)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	-	-
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	(6.302)	(4.362)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(270.379)	(216.702)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(46.442)	(69.879)
di cui Acconti altri (terzi)	(618)	(617)
di cui Acconti altri (gruppo)	(1.518)	(1.758)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(214.448)	(204.390)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(144.621)	(135.655)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(588)	(570)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	(8.856)	(8.038)
TOTALE	(735.723)	(212.770)

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente una riduzione, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 632.185 migliaia, riconducibile al decremento dei crediti verso terzi per euro 441.426 migliaia e di quelli verso il gruppo, per euro 190.759 migliaia (in particolare per euro 155.189 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale ed euro 48.013 migliaia verso Enel Energia S.p.A. Tali variazioni sono state parzialmente mitigate dall'incremento dei crediti verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. per euro 5.862 migliaia e verso Enel Produzione S.p.A. per euro 5.015 migliaia).

La variazione in diminuzione dei crediti commerciali verso terzi deriva essenzialmente dalle maggiori svalutazioni operate sui crediti verso alcuni traders, rispetto al 31 dicembre 2019 e dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2019, delle operazioni di cessione credito pro-soluto (per circa euro 121.257 migliaia).

Più in generale, la riduzione dei crediti commerciali, sia verso terzi che verso il gruppo, è anche conseguenza della riduzione dei consumi delle utenze "altri usi" (sia in media che in bassa tensione), a causa dei fermi totali e/o parziali ad alcune attività produttive imposte nel corso del 2020 in seguito alla pandemia da Covid-19.

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2020 esse ammontano ad euro 238 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (3.358.904) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (3.201.815) migliaia) e i risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (157.089) 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 2019, una riduzione complessiva pari ad euro 168.827 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 359.068 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 19.024 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2019 (pari a euro 209.265 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 2020, un aumento di euro 7.591 migliaia sostanzialmente riconducibile alle nuove tratte di infrastruttura elettrica messa a disposizione della società Open Fiber S.p.A. nel corso del 2020.

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (693.772) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (6.302) migliaia)
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (316.821) migliaia)
- acconti diversi (pari a euro (2.136) migliaia)
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (359.069) migliaia)
- risconti passivi altri (pari a euro (9.444) migliaia) di cui euro 8.856 migliaia relativi a risconti passivi per diritti di appoggio della fibra ottica verso la società Open Fiber S.p.A.

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 270.379 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 46.442 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia per euro 33.672 migliaia, Servizio Elettrico Nazionale per euro 6.557 migliaia e Open Fiber S.p.A. per euro 5.732 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.

Performance Obligations

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

Migliaia di euro

	2020		
	Point in Time	Over Time	Totale
Ricavi trasporto energia elettrica:	-	6.021.868	6.021.868
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)	-	2.511.210	2.511.210
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)	-	3.014.908	3.014.908
Perequazioni	-	322.008	322.008
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	-	(48.534)	(48.534)
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppi)</i>	-	17.067	17.067
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	-	(65.601)	(65.601)
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	-	222.276	222.276
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	185.723	358.864	544.587
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	-	214.243	214.243
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	-	144.621	144.621
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	102.397	-	102.397
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	83.326	-	83.326
Lavori in corso su ordinazione:	10.663	6.682	17.345
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	44	4.130	4.174
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	10.619	2.552	13.171
Altre vendite e prestazioni:	42.538	29.408	71.946
Ricavi da vendita beni (terzi)	13.804	-	13.804
Ricavi da vendita beni (gruppo)	12.418	-	12.418
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	9.594	25.881	35.475
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	6.722	3.527	10.249
Locazioni beni strumentali:	-	12.417	12.417
Locazioni beni strumentali (terzi)	-	2.956	2.956
Locazioni beni strumentali (gruppo)	-	9.461	9.461
TOTALE	238.924	6.429.239	6.668.163

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 “*principale*” avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio al cliente.

6. Altri proventi operativi – Euro 837.835 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

Migliaia di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Contributi in conto impianti:	17.942	18.442	(500)	(3%)
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	17.942	18.442	(500)	(3%)
Plusvalenze da alienazione:	2.275	6.947	(4.672)	(67%)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	2.275	6.947	(4.672)	(67%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	64.422	41.041	23.381	57%
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	64.001	40.774	23.227	57%
Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo)	421	267	154	58%
Rimborsi da clienti:	177	133	44	33%
Rimborsi da clienti (terzi)	177	133	44	33%
Personale distaccato:	663	3.175	(2.512)	(79%)
Personale distaccato (gruppo)	663	3.175	(2.512)	(79%)
Canoni e locazioni varie:	130	467	(337)	(72%)
Canoni e locazioni varie (terzi) - no IFRS 16	130	457	(327)	(72%)
Canoni e locazioni varie (gruppo) - no IFRS 16	-	10	(10)	(100%)
Vendita materiali vari	79	62	17	27%
Penalità e altre rettifiche da fornitori	7.926	11.434	(3.508)	(31%)
Premio continuità del servizio	39.898	32.200	7.698	24%
Altri proventi connessi al business elettrico	407.176	246.131	161.045	65%
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	275.553	406.384	(130.831)	(32%)
Altri	21.594	67.515	(45.921)	(68%)
Altri (terzi)	18.894	66.534	(47.640)	(72%)
Altri (gruppo)	2.700	981	1.719	>100%
Totale	837.835	833.931	3.904	-

I ricavi per i contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale sono pari a euro 17.942 migliaia (euro 18.442 migliaia al 31 dicembre 2019) e accolgono essenzialmente i rilasci dai conti dei risconti passivi, delle quote dei contributi in conto impianti ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE), di competenza dell'esercizio.

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 64.422 migliaia (euro 41.041 migliaia al 31 dicembre 2019), accolgono i rimborsi assicurativi riconosciuti nel 2020 dalle Compagnie Assicuratrici a fronte del danneggiamento di alcuni impianti, avvenuto principalmente in seguito ad eventi meteo avversi, negli anni compresi tra il 2016 e il 2019.

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 al 31 dicembre 2020 a euro 663 migliaia (euro 3.175 migliaia al 31.12.2019), si riferiscono ai proventi connessi a distacchi del personale di e-distribuzione S.p.A. presso alcune società del gruppo. Essi sono riconducibili ad Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. per euro 481 migliaia (euro 618 migliaia al 31 dicembre 2019), Enel Italia S.p.A. per euro 137 migliaia (euro 349 migliaia al 31 dicembre 2019), Enel Sole S.r.l. per euro 89 migliaia (euro 80 migliaia al 31 dicembre 2019), Endesa Brasil per euro 27 migliaia (euro 104 migliaia al 31 dicembre 2019), parzialmente mitigati da rettifiche di ricavi verso Enel Romania, negativi per euro 71 migliaia (positivi per euro 178 migliaia al 31 dicembre 2019).

Al 31 dicembre 2019, la voce accoglieva anche ricavi per personale distaccato presso Enel. Si per euro 757 migliaia, Endesa Distribucion Electrica per euro 291 migliaia, Enel Distributie Muntenia S.A. per euro 236 migliaia, Enel Distributie Dobrogea per euro 223 migliaia, Enel Distributie Banat per euro 187 migliaia e altre società del gruppo per complessivi euro 152 migliaia.

I canoni e locazioni varia, pari a euro 130 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 ma non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16 in quanto resta ad e-distribuzione il controllo dell'utilizzo di tali beni.

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio 2020, ai sensi del titolo IV del Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo 2020-2023 – Deliberazione ARERA n. 599/2019 (euro 37.800 migliaia) e l'integrazione dei premi sulla continuità del servizio relativi all'esercizio 2019, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 462/2020 (euro 2.098 migliaia).

Al 31 dicembre 2019 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 2019 (euro 31.900 migliaia) e l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2018 (euro 300 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione ARERA n. 500/2019.

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

Gli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 407.176 migliaia (euro 246.131 migliaia al 31 dicembre 2019) presentano un incremento di euro per euro 161.045 migliaia. In particolare, tale variazione accoglie:

- per euro 145.900 migliaia, l'accertamento per competenza dei proventi che verranno richiesti a reintegro per oneri di rete non incassati dai trader, in conformità alle predisposizioni della delibera n. 461/2020 ARERA. Per tali crediti non riscossi, oggetto di reintegro, esiste una corrispondente svalutazione, rilevata nella voce ammortamenti e impairment;
- per euro 14.102 migliaia, l'iscrizione della perequazione delta perdita positiva, in seguito alla pubblicazione dei risultati positivi perequazione TIV dell'anno 2019 (periodo 2017-2019) nonché l'aggiornamento dei risultati di perequazione TIV 2014 integrati dall'applicazione del meccanismo transitorio di perequazione delle perdite tra distributori previsto dalla deliberazione 169/2014/R/eel;
- per euro 12.188 migliaia, l'incremento dei proventi derivanti dalla rilevazione dell'importo del reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi dai traders, in conformità alle predisposizioni della delibera n.50/2018 ARERA (euro 242.319 migliaia al 31 dicembre 2020 ed euro 230.131 migliaia al 31 dicembre 2019);

- per euro 7.755 migliaia, l'iscrizione del riconoscimento dei costi di debranding, sostenuti nel corso del 2016 da e-distribuzione, in ottemperanza alla Delibera n. 296/2015 ARERA, così come previsto dalla Delibera 562/2020.

Tale variazione è parzialmente compensata, per euro 18.900 migliaia, dalla riduzione dei premi resilienza determinati in base ai criteri definiti in Deliberazione ARERA n. 668/2018 e nella successiva Deliberazione n. 534/2019. In particolare, essa è riconducibile sia alla minor stima dei premi di competenza dell'anno (in riduzione per euro 10.600 migliaia), sia alla sopravvenienza passiva, pari a euro 8.300 migliaia, rilevata in seguito alla rideterminazione dei risultati dell'anno 2019.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 275.553 migliaia (euro 406.384 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferiscono ai Titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2020 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2019, oltre alla quota restante dell'obbligo 2017 e parte del residuo 2018. Per il solo mese di dicembre 2020, i contributi si riferiscono ai Titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2020, oltre alla quota restante del residuo 2018 non adempiuto.

Al 31 dicembre 2019 si riferivano per il periodo gennaio-maggio ai contributi relativi alla copertura del 60% dell'obbligo 2018, e alla copertura dell'inadempienza del 40% dell'obbligo del 2016, mentre per il periodo giugno-dicembre 2019 si riferivano ai contributi relativi alla copertura del 60% dell'obbligo 2019 e alla copertura del residuo obbligo 2017.

Il decremento, pari a euro 130.831 migliaia, deriva da minori volumi di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 21.594 migliaia (euro 67.515 migliaia al 31 dicembre 2019) presentano una riduzione pari a euro 45.921 migliaia essenzialmente per il fatto che la voce, al 31 dicembre 2019, accoglieva 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).

7. Materie prime e materiali di consumo – Euro 646.758 migliaia

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

Migliaia di euro

	2020	2019	2020-2019	
Acquisto energia:	16.456	19.486	(3.030)	(16%)
Acquisto energia (gruppo)	16.085	19.026	(2.941)	(15%)
Acquisto energia esercizi precedenti:	371	460	(89)	(19%)
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (terzi)	94	332	(238)	(72%)
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	277	128	149	>100%
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	638.372	740.137	(101.765)	(14%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	634.081	740.126	(106.045)	(14%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	4.291	11	4.280	100%
Variazione rimanenze materiali	(8.070)	(95.610)	87.540	(92%)
Totale	646.758	664.013	(17.255)	(3%)
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(553.627)</i>	<i>(567.990)</i>	<i>14.363</i>	<i>(3%)</i>

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 16.085 migliaia (euro 19.026 migliaia al 31 dicembre 2019) si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

In particolare, il decremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), pari a euro 14.225 milioni, deriva essenzialmente dai maggiori stock di materiali destinati a progetti finanziati da completare nel 2021 e di materiali distribuiti sul territorio per favorire la ripresa delle attività nel post lockdown (complessivamente pari a circa euro 26.280 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dalla riduzione degli stock di contatori 2G (pari a circa euro 12.819 migliaia) per effetto sia dei minori volumi consegnati dai fornitori che di una riduzione dei prezzi.

Si evidenzia che i costi per acquisto di materiali e apparecchi vari, nell'esercizio 2020, accolgono euro 13.348 migliaia di costi relativi all'acquisto di DPI (mascherine, gel disinfettanti, guanti monouso e kit igienizzanti) e termoscanner.

8. Servizi – Euro 2.410.146 migliaia

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

Migliaia di euro	2020	2019	2020-2019	
Trasporto energia elettrica:	1.647.703	1.581.738	65.965	4%
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.647.285	1.584.465	62.820	4%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	418	(2.727)	3.145	(>100%)
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	148.900	144.171	4.729	3%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	37.575	34.521	3.054	9%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	111.325	109.650	1.675	2%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	197.618	202.324	(4.706)	(2%)
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	197.618	202.324	(4.706)	(2%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	76.241	66.265	9.976	15%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.789	1.419	370	26%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	74.452	64.846	9.606	15%
Management fee e altri servizi (gruppo)	60.855	59.373	1.482	2%
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	21.351	20.712	639	3%
Provvigioni e commissioni	48	244	(196)	(80%)
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	34.219	29.824	4.395	15%
Costi per assicurazioni:	29.301	29.176	125	0%
Costi per assicurazioni (terzi)	24.767	24.850	(83)	(0%)
Costi per assicurazioni (gruppo)	4.534	4.326	208	5%
Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale - Gruppo	687	855	(168)	(20%)
Servizi e altre spese connesse al personale	2.643	11.050	(8.407)	(76%)
Prestazioni professionali e tecniche	31.486	33.819	(2.333)	(7%)
Servizi di ristorazione (gruppo)	26.402	20.873	5.529	26%
Personale distaccato (gruppo)	231	315	(84)	(27%)
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	42.394	43.291	(897)	(2%)
Altri costi per servizi:	31.403	39.123	(7.720)	(20%)
Altri costi per servizi (terzi)	21.974	25.911	(3.937)	(15%)
Altri costi per servizi (gruppo)	9.429	13.212	(3.783)	(29%)
Costi per godimento beni di terzi				
Affitti e locazioni:	18.821	21.224	(2.403)	(11%)
Affitti e locazioni (terzi)	1.484	1.869	(385)	(21%)
Affitti e locazioni (gruppo)	17.337	19.355	(2.018)	(10%)
Canoni di noleggio:	8.210	7.949	261	3%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi	5.803	4.677	1.126	100%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term	2.407	3.272	(865)	100%
Altri canoni e costi (terzi)	31.633	28.145	3.488	12%
Totale	2.410.146	2.340.471	69.843	3%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(17.425)</i>	<i>(9.260)</i>	<i>(8.165)</i>	<i>88%</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 65.965 migliaia, è diretta conseguenza dell'aumento delle tariffe di trasmissione da riconoscere a Terna S.p.A.

Le Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi) sono aumentate per euro 3.054 migliaia principalmente per l'incremento dei costi di prestazioni informatiche e servizi di digitalizzazione.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 197.618 migliaia (euro 202.324 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, ispezioni e verifiche periodiche agli impianti, ecc).

La voce Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, pari a euro 76.241 migliaia, si riferisce per euro 1.789 migliaia per costi verso terzi e per euro 74.452 migliaia per costi verso la società Enel Italia. In particolare, l'incremento dei costi verso Enel Italia, pari a euro 9.606 migliaia, è sostanzialmente dovuto ai maggiori costi per la realizzazione di sanificazioni e di interventi di adeguamento degli edifici sostenuti in seguito all'emergenza epidemiologica da Covid-19 (per circa euro 10.907 migliaia). Tale effetto risulta parzialmente compensato dalle minori spese di vigilanza, pulizia e altri costi di edificio sostenute nell'esercizio 2020 in seguito al ricorso allo smart working per tutto il personale le cui attività potevano essere svolte da remoto (per circa euro 1.600 migliaia).

La voce Management fee e altri servizi (gruppo), pari ad euro 60.855 migliaia, accoglie essenzialmente:

- euro 20.265 migliaia (euro 22.872 migliaia nel 2019) di costi per "managerial services" verso Enel S.p.A., per attività di supporto, di indirizzo e coordinamento e per la fornitura di servizi strategici a livello globale nelle aree Amministrazione, Finanza e Controllo, Risorse Umane e Organizzazione, Comunicazione, Legale e Segreteria Societaria, Innovazione e Sostenibilità, Affari Europei e Audit;
- euro 21.849 migliaia (euro 22.728 migliaia nel 2019) di costi verso Enel Italia S.p.A. per la fornitura di servizi operativi di staff: Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care;
- euro 20.108 migliaia (euro 13.773 migliaia nel 2019) verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. per la fornitura di servizi tecnici nell'area Infrastrutture e Reti: sviluppo delle reti (quali *scouting* di nuove tecnologie, supporto alle iniziative di investimento) o allo sviluppo di processi commerciali, supporto allo sviluppo di iniziative di esercizio e manutenzione e servizi di Global procurement necessari a fornire supporto alla Line di e-distribuzione nella gestione dei processi di approvvigionamento, attraverso servizi di *Procurement strategy and planning* a livello Global.

Si segnala al 31 dicembre 2020 la presenza di circa euro 461 migliaia di costi verso Enel Italia connessi all'emergenza epidemiologica da Covid-19 (vaccini antinfluenzali a dipendenti e familiari).

La voce Trasporto, immagazzinaggio e deposito presenta un incremento di euro 4.395 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per i maggiori costi sostenuti nel 2020 per la sanificazione degli automezzi utilizzati dal personale operativo in servizio (pari a euro 2.529 migliaia).

La voce Servizi e altre spese connesse al personale, pari a euro 2.643 migliaia nel 2020 (pari a euro 11.050 nel 2019) presenta un decremento di euro 8.407 migliaia. Si stima che la riduzione, per circa euro 4.600 migliaia, sia riconducibile alle minori spese delle trasferte di personale per effetto Covid-19.

La voce Prestazioni professionali e tecniche, pari a euro 31.486 migliaia (euro 33.819 migliaia al 31 dicembre 2019), accoglie nel 2020 euro 44 migliaia di spese straordinarie per sorveglianza sanitaria, sostenute per garantire la tutela della salute dei lavoratori in servizio durante il periodo di pandemia.

I Servizi di ristorazione (gruppo) sono aumentati di euro 5.529 migliaia principalmente in seguito ai maggiori costi per buoni pasto concessi a dipendenti in smart working (stimati per circa euro 4.000 migliaia).

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 42.394 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2020, pari complessivamente a euro 56.984 migliaia, connessi alla stima degli oneri per danni a terzi al di sotto delle franchigie assicurative, per i guasti agli impianti, per canoni demaniali e per fondo vertenze e contenzioso. Tali effetti risultano parzialmente compensati dai rilasci del fondo guasti a impianti e del fondo vertenze e contenzioso effettuati nel 2020, pari complessivamente a euro 14.590 migliaia.

I costi per servizi e godimento beni verso società del Gruppo relativi alle spese telefoniche, postali, 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 dalla controllante Enel Italia S.p.A.

A partire dal 1 gennaio 2020:

- i servizi relativi al procurement global e digital solution dedicati alla divisione Infrastrutture e Reti (svolti fino al 31 dicembre 2019 da Enel Italia) sono forniti da Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l.
- Enel Italia S.p.A. fornisce anche i servizi finanziari (svolti, fino al 31 dicembre 2019, da Enel S.p.A.);

Gli Altri costi per servizi si riducono complessivamente di euro 7.720 migliaia di cui euro 3.937 migliaia verso terzi ed euro 3.783 migliaia verso gruppo. In particolare, la riduzione degli Altri costi per servizi terzi è dovuta per euro 7.955 migliaia a minori costi di letture appaltati a terzi parzialmente compensati dai maggiori costi per servizi di call center, per euro 1.194 migliaia, e per euro 2.937 migliaia per maggiori rettifiche costi anni precedenti. Si segnala al 31 dicembre 2020 la presenza di circa euro 250 migliaia di costi connessi all'emergenza epidemiologica da Covid -19 (smaltimento mascherine).

Le voci "Affitti e locazioni", "Canoni di noleggio" e "Atri canoni e costi" accolgono sia costi relativi a contratti di servizio sia costi connessi a fattispecie di esclusione consentite dal principio IFRS 16, relative a contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi e a contratti di modico valore.

La voce Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term, pari a euro 2.407 migliaia al 31 dicembre 2020 (euro 3.272 migliaia al 31 dicembre 2019) accoglie euro 334 migliaia riferiti a noleggi straordinari effettuati per trasporto di DPI tra le varie unità operative del territorio.

9. Costo del personale – Euro 1.073.045 migliaia

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

Migliaia di euro	Note	2020	2019	2020-2019	
Salari e stipendi		699.596	719.415	(19.819)	(3%)
Oneri sociali		226.897	230.660	(3.763)	(2%)
Benefici successivi al rapporto di lavoro	36	44.052	44.168	(116)	(0%)
Altri benefici a lungo termine	36	1.936	1.830	106	6%
Altri costi	37	100.225	16.902	83.323	>100%
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	37	339	1.895	(1.556)	(82%)
Totale		1.073.045	1.014.870	58.175	6%
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(324.061)</i>	<i>(322.570)</i>	<i>(1.491)</i>	<i>0%</i>

La riduzione delle voci “Salari e stipendi” e “Oneri sociali”, pari a complessivi euro 23.582 migliaia, a seguito della riduzione della consistenza del personale intervenuta nell’esercizio del 2020 e delle minori spese di lavoro straordinario per effetto Covid-19 (stimate in circa euro 2.200 migliaia).

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 è riconducibile per euro 39.395 migliaia (euro 39.743 migliaia al 31 dicembre 2019) riconducibili essenzialmente al Trattamento di Fine Rapporto.

La voce “Altri benefici a lungo termine”, pari a euro 1.936 migliaia, accoglie i costi dei Piani di incentivazione Infrastrutture & Reti, pari a euro 884 migliaia e quelli legati al piano Premio di Fedeltà, pari a euro 1.052 migliaia.

La variazione degli “Altri costi” deriva essenzialmente dall’aumento degli oneri connessi all’incentivo all’esodo in applicazione delle disposizioni previste dall’art. 4 L. 92/2012, per un ammontare pari complessivamente a euro 88.543 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 2020 è pari a 14.740 unità e ha evidenziato un decremento di 165 unità (14.905 unità nel 2019). 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 2020:

	Consistenza media			Consistenza
	2020	2019	2020-2019	al 31 dicembre 2020
Dirigenti	102	102	(0)	100
Quadri	995	977	18	1.038
Impiegati	6.863	7.171	(308)	6.781
Operai	6.730	6.608	122	6.821
TOTALE	14.690	14.858	(169)	14.740

10. Ammortamenti e impairment - Euro 1.460.374 migliaia

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

Migliaia di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Ammortamento delle attività materiali	1.035.524	990.502	45.022	5%
Ammortamento delle attività immateriali	75.405	65.471	9.934	15%
Impairment	354.349	228.592	125.757	55%
Ripristini delle perdite di valore	(4.904)	(4.259)	(645)	15%
TOTALE Ammortamenti e Impairment	1.460.374	1.280.306	180.068	14%

Gli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 1.035.524 migliaia, si riferiscono per euro 989.138 migliaia all'ammortamento dei beni di proprietà e per euro 46.386 migliaia all'ammortamento del diritto d'utilizzo riconducibile alle Attività materiali in leasing.

L'incremento degli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a complessivi euro 54.956 milioni, è la conseguenza:

- dell'aumento, pari a euro 45.022 migliaia, degli ammortamenti delle attività materiali (di cui euro 42.105 migliaia riferiti alla variazione in aumento dell'ammortamento dei beni di proprietà, ed euro 2.917 migliaia per l'incremento degli ammortamenti delle attività materiali in leasing);
- dell'aumento, pari a euro 9.934 migliaia, degli ammortamenti delle attività immateriali.

Al 31 dicembre 2020 la svalutazione dei crediti commerciali presenta un incremento, pari a euro 125.757 migliaia, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, essenzialmente in conseguenza delle maggiori svalutazioni effettuate ai fini IFRS 9 relativamente ai crediti commerciali verso traders.

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

Migliaia di euro	Note	2020	2019	2020-2019
Impairment:				
Immobili, impianti e macchinari	17	1.659	-	1.659
Partecipazioni		-	263	(263)
Crediti commerciali	26	352.004	228.329	123.675
Altri crediti		686	-	686
Totale Impairment		354.349	228.592	125.757
Ripristini delle perdite di valore				
Crediti commerciali	26	(4.896)	(2.986)	(1.910)
Altri crediti		(8)	(1.273)	1.265
Totale Ripristini delle perdite di valore		(4.904)	(4.259)	(645)

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

11. Altri costi operativi – Euro 445.573 migliaia

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

Migliaia di euro	2020	2019	2020-2019	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	(1.414)	(60.493)	59.079	(98%)
Minusvalenze ordinarie alienazioni	16.357	19.721	(3.364)	(17%)
Imposte, tasse e tributi	40.965	41.811	(846)	(2%)
Titoli efficienza energetica:	280.831	415.832	(135.001)	(32%)
Titoli efficienza energetica annuali (terzi)	280.831	415.832	(135.001)	(32%)
Contributi e quote associative	15.379	9.676	5.703	59%
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 646/15 ARERA)	5.347	8.143	(2.796)	(34%)
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del.646/15 ARERA)	8.673	13.034	(4.361)	(33%)
Penalità sulla continuità del servizio (del. 646/15 ARERA)	17.689	136.329	(118.640)	(87%)
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 646/15 ARERA)	6.400	12.557	(6.157)	(49%)
Perequazione perdite di rete	30.523	-	30.523	100%
Altri costi operativi:	24.823	35.218	(10.395)	(30%)
Altri oneri diversi di gestione (terzi)	15.697	27.301	(11.604)	(43%)
Altri oneri diversi di gestione (gruppo)	9.126	7.917	1.209	15%
Totale altri costi operativi	445.573	631.828	(186.255)	(29%)

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2020 presenta un saldo positivo, pari ad euro 1.414 migliaia (al 31 dicembre 2019 positivo per euro 60.493 migliaia), e riflette euro 24.265 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 16.182 migliaia nel 2019) ed euro 25.680 migliaia di rilasci a conto economico (euro 76.675 migliaia nel 2019).

La riduzione dell'effetto netto positivo degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari a euro 59.079 migliaia, deriva:

- dai minori rilasci, pari a euro 50.996 migliaia, essenzialmente connessi ad un fondo accantonato per gestire reclami da autoproduttori, essendo decorsi i termini per eventuali contestazioni, ad un fondo accantonato a fronte degli oneri residui da sostenere in seguito agli impegni assunti nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT e al fondo eventi eccezionali;
- dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e oneri diversi, pari a complessivi euro 8.083 migliaia.

Le imposte tasse e tributi accolgono sostanzialmente nel 2020 la tassa per occupazione spazi ed aree pubbliche dovuta ai Comuni e alle Province, pari a euro 20.598 migliaia (euro 20.379 migliaia nel 2019), l'imposta municipale unica, pari a euro 18.413 migliaia (euro 18.762 migliaia nel 2019, di cui euro 1.067 migliaia riferito a TASI), la tassa sui rifiuti solidi urbani, pari a euro 382 migliaia (euro 565 migliaia nel 2019) e l'imposta di registro, pari a euro 303 migliaia (euro 510 migliaia al 31 dicembre 2019).

I Titoli Efficienza Energetica si riferiscono, per euro 280.831 migliaia, al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2019, del 2018 e del 2017 (per gli obblighi residui) oltre alla copertura di una quota parte dell'obbligo 2020.

Nel 2019 si riferivano, per euro 415.832 migliaia, al costo dei titoli acquistati per l'obbligo in scadenza del 2018 e al maggior costo sostenuto per l'acquisto dei titoli di efficienza energetica per gli obblighi residui del 2017 e del 2016, oltre alla copertura di quota parte dell'obbligo 2019.

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 135.001 migliaia, deriva dai minori volumi di TEE acquistati.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo straordinario riconosciuto ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 9.000 migliaia (euro 3.050 migliaia al 31 dicembre 2019) e alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 2.805 migliaia (euro 3.310 migliaia al 31 dicembre 2019). Inoltre, la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 2.482 migliaia (euro 2.535 migliaia al 31 dicembre 2019). Si evidenzia che il contributo riconosciuto alla onlus Enel Cuore nell'esercizio 2020 è stato erogato per supportare iniziative a favore di Protezione civile, strutture sanitarie, terzo settore e amministrazioni locali impegnate nella lotta contro la pandemia da Covid-19.

Con la Delibera 566/2019/R/eel, l'ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per i distributori per il semiperiodo regolatorio 2020-2023 confermando un sistema di indennizzi a carico del distributore, che al 31 dicembre 2020 ha comportato l'iscrizione di costi pari a euro 5.347 migliaia (euro 8.143 migliaia nel 2019) per interruzioni senza preavviso dei clienti finali in MT (Titolo V).

La regolazione delle interruzioni prolungate ed estese (Titolo VII) ha previsto a carico di e-distribuzione un versamento al Fondo Eventi Eccezionali, pari a euro 6.400 migliaia (euro 12.557 migliaia nel 2019), e un indennizzo diretto ai clienti per le interruzioni oltre standard da essi subite nel 2020, pari a euro 8.673 migliaia (euro 13.034 migliaia nel 2019).

Le penali sulla continuità del servizio, pari a euro 17.689 migliaia (euro 136.329 migliaia nel 2019) accolgono il valore delle penali stimate ai sensi del Titolo IV della suddetta Delibera. La forte riduzione di tale stima è

riconducibile al miglioramento, rispetto al 2019, sia della Durata interruzioni lunghe cumulata (DIL) che del Numero interruzioni lunghe e brevi (NILB).

Gli importi esposti contengono anche i conguagli e revisioni di stime di esercizi precedenti.

12. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 895.113 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(324.061)	(322.570)	(1.491)	0%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(553.627)	(567.990)	14.363	(3%)
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(17.425)	(9.260)	(8.165)	88%
Totale	(895.113)	(899.820)	4.707	(1%)

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 2020, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

14. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 30.720 migliaia

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

Migliaia di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Proventi finanziari da derivati:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	281	-	281	-
- proventi da derivati di trading	350	-	(350)	100%
Totale proventi finanziari da derivati	631	-	631	100%
Oneri finanziari da derivati:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(31.344)	(27.445)	(3.899)	14%
- oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico	(7)	-	(7)	(100%)
Totale oneri finanziari da derivati	(31.351)	(27.445)	(3.906)	14%
Totale oneri e proventi finanziari da derivati	(30.720)	(27.445)	(3.275)	12%

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 357.055 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 39.511 migliaia a proventi finanziari (euro 41.038 migliaia nel 2019) e per euro 395.844 migliaia a oneri finanziari (euro 406.578 migliaia nel 2019). Il dettaglio degli oneri e dei proventi finanziari è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2020	2019	2020-2019	
Proventi finanziari				
Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine	64	75	(11)	(15%)
Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine	7	8	(1)	(13%)
Differenze positive di cambio	4	12	(8)	(67%)
Altri proventi finanziari	39.436	40.943	(1.507)	(4%)
Totale proventi finanziari	39.511	41.038	(1.527)	(4%)
Oneri finanziari				
Interessi passivi su finanziamenti bancari	(20.541)	(22.622)	2.081	(9%)
Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi	(383)	(468)	85	(18%)
Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo	(2.540)	(2.931)	391	(13%)
Interessi passivi su altri finanziamenti	(340.075)	(339.146)	(929)	0%
Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma	(18.508)	(18.846)	338	(2%)
Commissioni passive sul factoring	(7.628)	(7.650)	22	(0%)
Differenze negative di cambio	(15)	(1)	(14)	>100%
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	(3.489)	(10.122)	6.633	(66%)
Altri oneri finanziari	(2.665)	(4.792)	2.127	(44%)
Totale oneri finanziari	(395.844)	(406.578)	10.734	(3%)
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	(722)	2.220	(2.942)	(>100%)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(357.055)	(363.320)	6.265	(2%)

Gli altri proventi finanziari si riferiscono essenzialmente:

- per euro 26.469 migliaia (euro 22.901 migliaia al 31 dicembre 2019) 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 6.602 migliaia (euro 9.903 migliaia nel 2019) alla remunerazione del credito inerente il Fondo Previdenza Elettrici riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. dalla Delibera ARERA n. 157/12;
- per euro 2.149 migliaia (euro 4.479 migliaia nel 2019) agli interessi attivi di mora.

Gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 20.541 migliaia (euro 22.622 migliaia nel 2019) 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 340.075 migliaia (euro 339.146 migliaia nel 2019) si riferiscono agli interessi verso la controllante maturati sui finanziamenti che sono stati oggetto di cessione pro soluto da Enel Finance International N.V. ad Enel Italia S.p.A. nel corso del 2020.

Gli altri oneri finanziari si riferiscono principalmente alle commissioni su fidejussioni pari a euro 1.520 migliaia (euro 1.890 migliaia nel 2019) e alle perdite su crediti per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica pari a euro 7 migliaia (euro 1.233 migliaia nel 2019).

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, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, la perdita attesa sugli altri crediti finanziari (pari a euro 764 migliaia) ed i rilasci della svalutazione dei crediti finanziari (pari a euro 30 migliaia) e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 12 migliaia).

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

16. Imposte – Euro 530.090 migliaia

Di seguito si riporta la composizione delle imposte al 31 dicembre 2020 confrontata con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro				
	2020	2019	2020-2019	
Imposte Correnti	571.553	590.596	(19.043)	(3%)
IRES	453.699	475.857	(22.158)	(5%)
IRAP	117.447	114.548	2.899	3%
Imposte estere	407	191	216	100%
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(82.954)	(17.859)	(65.095)	100%
Sopravvenienza IRES	(70.784)	(14.306)	(56.478)	395%
Sopravvenienza IRAP	(12.121)	(3.172)	(8.949)	282%
Sopravvenienza imposte estere	(49)	(381)	332	(87%)
Imposte differite	(580)	(867)	287	(33%)
Imposte anticipate	42.071	80.704	(38.633)	(48%)
Totale Imposte	530.090	652.574	(122.484)	(19%)

Al 31 dicembre 2020, le imposte sono costituite per euro 382.915 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 105.326 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,8%). Tali valori comprendono anche l'effetto positivo delle sopravvenienze IRES e IRAP rilevate nell'esercizio corrente (pari complessivamente a euro 82.905 migliaia).

L'incremento delle sopravvenienze attive IRES e IRAP è sostanzialmente conseguenza della rilevazione della stima del beneficio fiscale cd. Patent Box per complessivi euro 66.120 migliaia. Esso è riconducibile alla risoluzione della controversia con l'Agenzia delle Entrate conclusasi a dicembre 2020 che ha determinato il riconoscimento a favore di e-distribuzione del diritto di accedere al beneficio fiscale. Gli importi contabilizzati sono relativi ai benefici fiscali relativi alle annualità per cui è stato raggiunto l'accordo e in particolare al quinquennio 2015 – 2019.

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, negativa per euro 41.491 migliaia e le imposte relative alla *branch* in Romania, per complessivi euro 358 migliaia (tali valori comprendono anche l'effetto positivo delle sopravvenienze registrate nell'esercizio, pari a euro 49 migliaia).

Al 31 dicembre 2020 l'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 530.090 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 1.982.776 migliaia, è pari al 26,7%.

Nel 2019 le imposte sul reddito sono state pari a euro 652.574 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 2.238.640 migliaia, con un'incidenza del 29,1%.

La riduzione del tax rate deriva essenzialmente dall'iscrizione nel 2020, del beneficio fiscale connesso al cd. Patent Box per il quinquennio 2015-2019 come sopra menzionato e, dal minor risultato ante imposte rilevato nel 2020 rispetto all'esercizio precedente.

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 7.442 migliaia (euro 5.650 migliaia al 31 dicembre 2019) 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 e alle variazioni degli Utili e Perdite attuariali dei benefici ai dipendenti (IAS 19R).

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.

Si precisa che l'analisi è riferita alle principali variazioni in diminuzione e in aumento riscontrate:

Migliaia di euro

	2020	2019
Risultato ante imposte	1.982.776	2.238.640
Aliquota fiscale applicabile	24%	24%
Imposte teoriche IRES	475.866	537.274
Minori imposte:		
plusvalenze da partecipazioni esenti	-	(11.514)
utilizzo fondi	(99.709)	(79.739)
ammortamenti (e.s.reversal)	(39.321)	(33.801)
deduzione oneri a Patrimonio Netto	(68.149)	(68.149)
Altro	(5.582)	-
Maggiori imposte:		
svalutazioni d'esercizio	-	63
accantonamento ai fondi	134.016	78.833
Ammortamenti	36.688	33.516
telefonata e autoveicoli	4.754	4.954
Altro	15.136	14.420
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	453.699	475.857
IRAP	117.447	114.548
Totale fiscalità differita	36.816	77.393
Differenze su stime imposte anni precedenti	(12.158)	(15.415)
Rett positive Patent Box-IRES+IRAP	(66.120)	
Rettifica imposte anni precedenti	-	-
Imposte estere	407	191
Imposte sul reddito	530.090	652.574

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

17. Immobili, impianti e macchinari – Euro 17.657.409 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2020 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	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
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
Investimenti ordinari	964	20.028	1.248.900	11.220	23.846	52.501	514	529.925	1.887.898
Investimenti straordinari:	12	65	254	-	-	-	-	-	331
Valore lordo	12	65	254	-	-	-	-	-	331
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disinvestimenti ordinari:	(250)	(438)	(16.180)	(638)	(1.120)	(6.993)	(20)	(1.275)	(26.914)
Valore lordo	(250)	(750)	(743.711)	(3.218)	(5.419)	(10.525)	(44)	(1.275)	(765.192)
Fondo ammortamento	-	305	727.423	2.580	4.299	3.532	24	-	738.163
Rivalutazione Legge n.350/03	-	7	108	-	-	-	-	-	115
Disinvestimenti straordinari:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riclassifiche altre:	340	(186)	22	(1.159)	(3.065)	-	(10)	-	(4.058)
Valore lordo	340	(121)	(50)	(1.284)	(2.940)	-	(170)	-	(4.225)
Fondo ammortamento	-	(1.191)	1.198	125	(125)	-	160	-	167,00
Rivalutazione Legge n.350/03	-	1.126	(1.126)	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	1.814	18.899	370.650	-	668	-	3.915	(395.946)	-
Impairment rilevato a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	(1.659)	(1.659)
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	(1.659)	(1.659)
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(32.191)	(921.008)	(8.908)	(16.486)	(46.386)	(10.545)	-	(1.035.524)
Riclassifiche a/da attività come possedute per la vendita	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri movimenti:	19	265	682	18	4.225	-	-	-	5.209
Valore lordo	19	292	836	33	4.226	-	-	-	5.406
Fondo ammortamento	-	(27)	(154)	(15)	(1)	-	-	-	(197)
Totale variazioni	2.899	6.442	683.320	533	8.068	(878)	(6.146)	131.045	825.283
Situazione al 31.12.2020									
Costo originario	112.978	1.583.716	44.604.864	159.895	231.956	254.220	181.755	814.288	47.943.672
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	127.989	1.726.945	47.430.888	159.928	231.669	254.220	181.755	814.288	50.927.682
Fondo ammortamento	-	(1.035.908)	(32.434.240)	(109.674)	(196.077)	(70.437)	(139.563)	-	(33.985.899)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	24.237	688.062	334	2.993	-	-	-	715.626
Consistenza al 31.12.2020	127.989	715.274	15.684.710	50.588	38.585	183.783	42.192	814.288	17.657.409

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	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	1.333	21.839	400.563	-	-	-	6.947	(430.682)	-
Impairment rilevato a conto economico:									
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

Il valore al 31 dicembre 2020 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.

Le "Attività materiali in leasing" sono commentate nella nota n. 18 "Leasing operativo" del Bilancio d'esercizio.

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

Migliaia di euro			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Terreni e fabbricati	743	1.045	(302)
Reti di distribuzione:	1.698.582	1.501.915	196.667
Impianti di Alta Tensione	118.593	88.920	29.673
Impianti di Media Tensione	720.645	554.512	166.133
Impianti di Bassa Tensione	859.344	858.483	861
Altri impianti e macchinari	79.191	73.858	5.333
Altri beni e attrezzature	35.462	19.047	16.415
Migliorie su beni di terzi	12.535	9.271	3.264
Attività materiali in leasing	52.501	6.716	45.785
Anticipi e acconti	8.884	23.002	(14.118)
Totale investimenti ordinari	1.887.898	1.634.854	253.044
Investimenti straordinari	331	1.636	(1.305)
Totale	1.888.229	1.636.490	251.739

L'aumento degli investimenti delle reti di distribuzione deriva essenzialmente dai maggiori investimenti in progetti di "qualità del servizio e altro" (per euro 190.348 migliaia), per investimenti legati alla richiesta di clienti o terzi (per euro 85.529 migliaia) e altri investimenti (per euro 31.374 migliaia), parzialmente compensati dalla riduzione degli investimenti in contatori elettronici (per euro 55.023 migliaia) in seguito al rallentamento delle attività di sostituzione massiva dei contatori per effetto dell'emergenza epidemiologica da Covid-19.

Si segnala che gli investimenti in progetti di "qualità del servizio e altro" accolgono anche investimenti per il Progetto Resilienza, iniziativa posta in essere dalla Società, per fronteggiare i rischi inerenti il Climate Change (manicotti di ghiaccio, tempeste di vento/caduta alberi fuori fascia, ondate di calore). Le principali leve di intervento utilizzate nel 2020, in continuità con i Piani precedenti, sono state: 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 richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell'ambito dell'attuale Piano, nel 2020 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 120.323 migliaia circa (quasi euro 518.846 migliaia totali già investiti dal 2017 al 2020). Essi presentano una riduzione rispetto all'esercizio precedente di euro 26.964 migliaia, essenzialmente per i rallentamenti nei lavori causati dalla pandemia da Covid-19.

Al 31 dicembre 2020, tra gli investimenti in contatori elettronici, sono presenti anche euro 6.928 migliaia riferiti ad esiti di coperture da rischio cambio effettuate sugli acquisti in dollari di contatori e concentratori di seconda generazione installati nell'esercizio e che, come previsto dall'IFRS 9, sono stati inclusi nel valore iniziale dell'attività coperta (cd. "basis adjustment").

La riduzione degli Acconti, pari a circa euro 14.118 migliaia, è invece da attribuire essenzialmente ai minori 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 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Terreni	7.365	5.534	1.831
Fabbricati	47.547	47.801	(254)
Impianti e macchinari	701.668	588.479	113.189
Attrezzature industriali e commerciali	-	-	-
Altri beni	-	668	(668)
Migliorie su immobili di terzi	21.732	13.669	8.063
Attività materiali in leasing	-	-	-
Acconti	35.976	27.092	8.884
Totale immobilizzazioni in corso e acconti	814.288	683.243	131.045

Al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 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 2020 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro					
	al 31.12.2020			al 31.12.2019	2020-2019
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	127.989	-	127.989	125.090	2.899
Fabbricati civili	8.036	5.665	2.371	2.582	(211)
Fabbricati strumentali	1.718.909	1.006.006	712.903	706.250	6.653
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	21.700	2.826	18.874	19.357	(483)
Cabine primarie	4.153.914	2.933.080	1.220.834	1.236.421	(15.587)
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	5.856.604	3.138.177	2.718.427	2.635.194	83.233
Linee di media tensione	13.924.843	9.754.497	4.170.346	3.985.287	185.059
Linee di bassa tensione	14.243.988	10.230.766	4.013.222	3.856.110	157.112
Prese	4.227.975	2.846.581	1.381.394	1.339.110	42.284
Contatori	3.588.093	1.719.993	1.868.100	1.654.500	213.600
Altri impianti	1.413.771	1.120.258	275.411	275.411	-
Totale reti di distribuzione	47.430.888	31.746.178	15.684.710	15.001.390	683.320
Attrezzature	159.928	109.340	50.588	50.055	533
Altri beni	231.669	193.084	38.585	30.517	8.068
Attività materiali in leasing	254.220	70.437	183.783	184.661	(878)
Migliori su beni di terzi	181.755	139.563	42.192	48.338	(6.146)
Immobilizzazioni in corso e acconti	814.288	-	814.288	683.243	131.045
Totale	50.927.682	33.270.273	17.657.409	16.832.126	825.283

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 183.783 migliaia

La Società in veste di locatario, ha stipulato contratti di *leasing* operativo, con Enel Italia S.p.A. e società terze, aventi ad oggetto fabbricati, autoveicoli e attrezzature strumentali all'attività di impresa. Ha inoltre in essere contratti di leasing operativo con Enel Produzione S.p.A. aventi ad oggetto siti logistici per lo stoccaggio dei materiali e con Open Fiber S.p.A. per la concessione del diritto d'uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle proprie cabine.

Per informazioni sui giudizi utilizzati per l'applicazione dell'IFRS 16, si rimanda alla Nota 2.2 "Uso delle stime e giudizi del management".

Riconciliazione del valore contabile

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	Altri beni in leasing	TOTALE
Saldo al 31.12.2019	134.480	50.181	-	184.661
Incrementi	29.483	11.606	11.412	52.501
Ammortamenti	(28.268)	(17.772)	(346)	(46.386)
Impairment rilevato a Conto Economico	-	-	-	-
Altri movimenti	-	-	-	-
Dismissioni	(5.067)	(1.926)	-	(6.993)
Saldo al 31.12.2020	130.628	42.089	11.066	183.783

Passività per leasing

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 31.12.2020
Saldo al 01.01.2020	184.978
Incrementi	41.097
Rimborsi	(45.106)
Altri movimenti	(6.967)
Totale	174.002
<i>di cui non corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	133.533
<i>di cui corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	40.469

I rimborsi totali per leasing nel 2020 sono stati rispettivamente euro 45.106 migliaia (euro 43.931 migliaia nel 2019), mentre gli aumenti non in contanti ad attività per diritti d'uso e passività per leasing nei periodi di rendicontazione sono stati euro 41.097 migliaia nel 2020 (euro 6.717 migliaia nel 2019). Si segnalano inoltre altri movimenti in riduzione per euro 6.967 migliaia nel 2020 (in negativo per euro 3.842 migliaia nel 2019).

Spese di locazione

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 31.12.2020
Ammortamenti beni in leasing	46.386
Interessi passivi su passività finanziarie per leasing	2.923
Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi)	2.407
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	51.716

Informazioni aggiuntive

La tabella seguente riporta un'analisi della scadenza delle passività per leasing, evidenziando i pagamenti da effettuare dopo la data di riferimento del bilancio:

Migliaia di euro	
	al 31.12.2020
entro un anno	42.174
tra uno e cinque anni	94.690
oltre 5 anni	44.388
Totale	181.252

Si evidenzia che nel contesto della pandemia da Covid-19:

- non ci sono stati impatti per la presenza di particolari restrizioni esistenti nei contratti di leasing in essere;
- gli elementi chiave di ogni contratto (es. canone di locazione, durata, decorrenza, ecc.) non hanno subito rivisitazioni per effetto della pandemia (es. sospensione degli affitti, dilazioni dei canoni di locazione, riduzioni di canoni per un periodo di tempo predeterminato seguito da un aumento del canone di locazione nei periodi futuri, ecc.);
- la società non è stata esposta ad altri rischi derivanti da leasing (ad esempio, rischi di liquidità).

Società operante come locatore – Euro 5.336 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 5.336 migliaia nel 2020 (euro 6.257 al 31 dicembre 2019):

Migliaia di euro	
	al 31.12.2020
entro un anno	7.452
tra uno e cinque anni	24.500
oltre 5 anni	21.722
Totale	53.674

19. Attività immateriali – Euro 394.965 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2020 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	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
Attività acquisite	4	4.439	-	115.210	119.653
Attività sviluppate internamente	-	-	-	-	-
Attività acquisite tramite business combination	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	-	45.325	-	(45.325)	-
Dismissioni	-	(16)	-	28	12
Ammortamento	(1)	(75.446)	-	-	(75.447)
Impairment rilevato a conto	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a	-	-	-	-	-
Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-	-
Altre Riclassifiche - Costo	(5.270)	5.270	-	-	-
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	712	(712)	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-
Totale variazioni	(4.555)	(21.140)	-	69.913	44.218
Costo	4.808	886.288	260.879	185.413	1.337.388
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.805)	(676.739)	(260.879)	-	(942.423)
Consistenza al 31 dicembre 2020	3	209.549	-	185.413	394.965

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	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto	-	-	-	-	-
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

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 ai Progetti Digitaly, Grid Blue Sky e Network Digital Twin. Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

Si evidenzia di seguito il dettaglio delle Attività immateriali in corso:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Costi di sviluppo	-	7.696
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	185.413	107.804
Software non tutelato	-	-
Totale	185.413	115.500

L'incremento 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 e di utilizzazione delle opere di ingegno, stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

al 31.12.2020				al 31.12.2019	
Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale	
2	0	69	(69)	-	-
2	1 anno e 7 mesi	2.393	(498)	1.895	-
3	0	352.090	(352.090)	-	-
3	1 mese	22	(21)	1	5
3	2 mesi	149	(147)	2	-
3	4 mesi	5.536	(3.845)	1.691	-
3	5 mesi	13	(11)	2	-
3	8 mesi	1.080	(840)	240	-
3	9 mesi	560	(436)	124	-
3	10 mesi	1.727	(1.233)	494	-
3	11 mesi	62.336	(43.412)	18.924	-
3	1 anno	7.408	(4.371)	3.037	-
3	1 anno e 1 mese	785	(497)	288	8
3	1 anno e 2 mesi	164	(90)	74	6
3	1 anno e 4 mesi	487	(256)	231	3.537
3	1 anno e 5 mesi	8.134	(4.049)	4.085	6
3	1 anno e 8 mesi	2.291	(1.018)	1.273	600
3	1 anno e 9 mesi	1.451	(602)	849	6.270
3	1 anno e 10 mesi	23.834	(9.232)	14.602	1.445
3	1 anno e 11 mesi	14.030	(5.067)	8.963	72.544
3	2 anni	1.374	(239)	1.135	2.743
3	2 anni e 1 mese	68	(19)	49	554
3	2 anni e 2 mesi	-	-	-	138
3	2 anni e 3 mesi	40	(6)	34	-
3	2 anni e 4 mesi	1.359	(1.359)	-	350
3	2 anni e 5 mesi	1.859	(384)	1.475	6.968
3	2 anni e 7 mesi	3.292	(457)	2.835	-
3	2 anni e 8 mesi	-	-	-	2.036
3	2 anni e 9 mesi	9.562	(786)	8.776	1.622
3	2 anni e 10 mesi	-	-	-	74.602
3	2 anni e 11 mesi	1.621	(45)	1.576	49.623
4	1 anno e 10 mesi	616	(342)	274	-
4	1 anno e 11 mesi	12.744	(7.132)	5.612	-
4	2 anni e 9 mesi	110	(35)	75	-
4	2 anni e 10 mesi	4768	-1230	3.538	-
4	2 anni e 11 mesi	3.079	(705)	2.374	-
4	3 anni e 2 mesi	146	(17)	129	-
4	3 anni e 7 mesi	155	(16)	139	-
4	3 anni e 9 mesi	75	(4)	71	-
5	0	188.966	(188.966)	-	-
5	2 anni e 9 mesi	10.725	(6.356)	4.369	-
5	2 anni e 11 mesi	22.214	(11.385)	10.829	1.994
5	3 anni	441	(220)	221	-
5	3 anni e 9 mesi	192	(53)	139	-
5	3 anni e 10 mesi	43.633	(10.827)	32.806	-
5	3 anni e 11 mesi	33.052	(7.454)	25.598	-
5	4 anni	45	(3)	42	-
5	4 anni e 5 mesi	1.717	(200)	1.517	-
5	4 anni e 7 mesi	2.557	(213)	2.344	-
5	4 anni e 9 mesi	1.698	(85)	1.613	-
5	4 anni e 10 mesi	148	(5)	143	5.638
5	4 anni e 11 mesi	17.024	(284)	16.740	-
10	8 anni e 10 mesi	12.557	(1.884)	10.673	-
10	8 anni e 11 mesi	880	(110)	770	-
10	9 anni e 11 mesi	5.990	(50)	5.940	-
11	8 anni e 11 mesi	19.021	(8.084)	10.937	-
11	9 anni	1	-	1	-
Totale		886.288	(676.739)	209.549	230.689

20. Attività per imposte differite – Euro 1.541.662 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 14.164 migliaia

Separatamente, per il 2020 e il 2019, le seguenti tabelle dettagliano le variazioni delle “Attività per imposte differite” e delle “Passività per imposte differite”, per tipologia di differenza temporanea e determinate sulla base delle aliquote fiscali stimate nel presente periodo d'imposta.

La tabella riporta inoltre l'ammontare delle imposte anticipate che non possono essere compensate con le imposte differite passive.

Per informazioni sulle stime utilizzate per il recupero delle imposte anticipate si rimanda alla Nota 2.2 “Uso delle stime e giudizi del management”.

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 2020				al 31 dicembre 2020	
Attività per imposte sul reddito differite:						
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	114.800	(17.473)	-	33	-	97.360
perdite di valore a deducibilità differita	136.987	47.794	-	-	-	184.781
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	344.494	9.047	-	5	-	353.546
TFR e altri benefici ai dipendenti	46.256	402	237	11	(2)	46.904
imposte e tasse deducibili per cassa	786	8	-	-	-	794
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-	85
altre partite a deducibilità differita	1.258	(62)	-	-	-	1.196
strumenti finanziari derivati	33.113	-	5.784	-	-	38.897
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	899.566	(81.779)	-	(57)	369	818.099
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.577.345	(42.063)	6.021	(8)	367	1.541.662
Passività per imposte sul reddito differite:						
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.126	(2)	-	-	-	3.124
plusvalenza a tassazione differita	-	-	-	-	-	-
altre partite	11.618	(582)	-	4	-	11.040
strumenti finanziari derivati	1.054	-	(1.054)	-	-	-
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	-	-	-	-	-	-
Totale passività per imposte sul reddito differite	15.798	(584)	(1.054)	4	-	14.164

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	83.322	48.648	5.018	(1)	-	136.987
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	2.485	(1.226)	-	(1)	-	1.258
strumenti finanziari derivati	22.914	-	10.199	-	-	33.113
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	989.741	(81.750)	(8.709)	284	-	899.566
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	12.483	(821)	-	(44)	-	11.618
strumenti finanziari derivati	663	-	391	-	-	1.054
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9						-
Totale passività per imposte sul reddito differite	16.274	(823)	391	(44)	-	15.798

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2020 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,80% per l'IRAP (come aliquota media determinata per effetto del federalismo fiscale e comprensiva della maggiorazione dello 0,30% prevista a partire dal 2011 per i soggetti che esercitano attività di imprese concessionarie diverse da quelle di costruzione e gestione di autostrade e trafori).

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 principalmente alla movimentazione del fondo svalutazione crediti, dei Fondi rischi e oneri, Fondi del personale (principalmente Fondo incentivi all'esodo e MBO), IFRS 15 e degli ammortamenti.

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 0 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 al 31.12.2019	Valore a bilancio	Decrementi	Svalutazioni/Rivalutazioni	Valore a bilancio al 31.12.2020
Partecipazioni in:					
- controllate	459	-	-	-	-
- altre imprese	70	70	-	(70)	-
Totale Partecipazioni	529	70	-	(70)	-

Al 31 dicembre 2020 la Società detiene una 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. Tale partecipazione è stata totalmente svalutata nel 2019 in considerazione del fatto che la società Enel Saudi Arabia Ltd. non è stata ammessa a partecipare alle gare SEC per cui era stata costituita ed è stata deliberata la sua messa in liquidazione.

Le partecipazioni in altre imprese presentano una riduzione di circa euro 70 mila in seguito all'esercizio del diritto di recesso, da parte di e-distribuzione, dalla partecipazione del 12,96% del Consorzio Anea (Agenzia napoletana energia ambiente).

22. Derivati – euro 0 migliaia - euro 350 migliaia – euro 157.183 migliaia – euro 7.993 migliaia

Di seguito si riporta una tabella che riassume le attività e le passività per derivati, correnti e non correnti, in essere al 31 dicembre 2020, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Attività finanziarie-derivati	-	-	350	682
Passività finanziarie derivati	157.183	140.883	7.993	882
Totale	157.183	140.883	8.343	1.564

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 al 31 dicembre 2020 si riferiscono esclusivamente a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (al 31 dicembre 2019, si riferivano per euro 138.779 migliaia a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine e per 2.105 migliaia a coperture da rischio cambio di CFH sugli acquisti in dollari di contatori e concentratori 2G).

La variazione in riduzione del fair value delle attività correnti sui derivati su tasso di cambio di CFH, pari a euro 332 migliaia, è riconducibile alla naturale scadenza dei *currency forward* a copertura delle esposizioni relative alle consegne di *smart meter* avvenute nel corso del 2020.

La variazione in aumento del fair value delle passività non correnti sui derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 18.404 migliaia, è imputabile alla variazione delle curve dei tassi di interesse nell'area euro.

La variazione in riduzione del fair value delle passività non correnti sui derivati su tasso di cambio di CFH, pari a euro 2.105 migliaia, è imputabile ad una riclassifica da non corrente a corrente dei *currency forward* a copertura delle esposizioni relative alle consegne di *smart meter* previste per l'anno 2021.

La variazione in aumento del fair value delle passività correnti sui derivati su tasso di cambio di CFH, pari a euro 7.111 migliaia, è imputabile ad una riclassifica da non corrente a corrente dei *currency forward* a copertura delle esposizioni relative alle consegne di *smart meter* previste per l'anno 2021. Il peggioramento del fair value rispetto all'anno precedente è da ascrivere al sensibile apprezzamento del cambio dell'euro rispetto al dollaro statunitense.

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note Esplicative n. 46 "Strumenti finanziari per categoria" e 48 "Derivati e hedge accounting".

23. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 256.395 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	46.1.1	55.954	111.905	(55.951)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	46.1.1	178.963	215.940	(36.977)
Prestiti ai dipendenti	46.1.1	21.907	21.272	635
Titoli	46.1.1	-	-	-
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	46.1.1	(429)	(459)	30
Totale		256.395	348.658	(92.263)

I crediti finanziari e titoli a medio – lungo termine si riferiscono essenzialmente alla quota a medio/lungo termine derivante dall'iscrizione in un'unica soluzione sia del credito finanziario relativo al rimborso degli oneri sostenuti in seguito alla soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE), determinato in base alla Deliberazione ARERA n. 157/2012, sia a quello connesso al rimborso dei costi sostenuti dalle imprese distributrici a copertura delle dismissioni dei contatori elettromeccanici, sostituiti, ai sensi della delibera ARERA n 292/06, con i misuratori di prima generazione.

La voce accoglie anche i prestiti ai dipendenti, remunerati ad un tasso di interesse a scalare annuo pari al Tasso Ufficiale di riferimento determinato dalla Banca Centrale Europea, erogati principalmente a fronte dell'acquisto della prima casa o per gravi necessità familiari e rimborsati dai dipendenti in base a prestabiliti piani di ammortamento.

Il decremento della voce, pari a complessivi euro 99.263 migliaia rispetto al 31 dicembre 2019, deriva essenzialmente dalla riclassifica nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine" della quota esigibile entro i dodici mesi del credito relativo al rimborso degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (per euro 55.951 migliaia) e della quota a breve termine del credito per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici (per euro 36.977 migliaia). Tale effetto è stato parzialmente mitigato dall'incremento, pari a euro 635 migliaia, dei prestiti ai dipendenti e dalla riduzione del Fondo perdite attese sui crediti finanziari a m/l termine, pari a euro 30 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2020 a euro 429 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 sui 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 per categoria".

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

24. Altre attività non correnti – Euro 71.203 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Crediti verso la CSEA	3.483	10.552	(7.069)
Crediti verso CSEA > 12 - impairment	(6)	-	(6)
Altri crediti a lungo termine:	67.726	81.912	(14.186)
- Depositi cauzionali presso terzi	2.697	2.611	86
- Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica	1.072	3.216	(2.144)
- Altri crediti diversi	63.985	76.109	(12.124)
- Fondo perdite attese - Altri crediti	(28)	(24)	(4)
Totale	71.203	92.464	(21.261)

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 2022, 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) dai quali verranno rilasciati i titoli relativi.

Gli altri crediti diversi, pari a euro 63.985 migliaia (euro 76.109 migliaia al 31 dicembre 2019) accolgono essenzialmente:

- per euro 45.154 migliaia, il credito per IRES (rispettivamente euro 4.740 migliaia verso la Capogruppo Enel S.p.A. per il periodo 2004 – 2011 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 40.414 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. La voce, rispetto al 31 dicembre 2019, presenta un incremento di euro 697 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2020;

- per euro 1.649 migliaia, l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 935 migliaia verso la Capogruppo Enel S.p.A. per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 714 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. La voce, rispetto al 31 dicembre 2019, presenta un incremento di euro 12 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2020;
- per euro 12.625 migliaia (euro 25.250 migliaia al 31 dicembre 2019), il credito esigibile oltre i 12 mesi connesso all'iscrizione corrispettivo per la liquidazione anticipata e forfetaria dell'earn-out relativo alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas). La voce, rispetto al 31 dicembre 2019, presenta una riduzione di euro 12.625 migliaia in seguito alla riclassifica, tra le Attività correnti, della quota del credito esigibile entro i successivi dodici mesi.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2020 a euro 28 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 sulle Altre Attività non correnti, 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 per categoria".

Attività correnti

25. Rimanenze – Euro 458.795 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Materiali, apparecchi e altre giacenze	467.465	454.004	13.461
Fondo obsolescenza magazzino	(8.670)	(3.280)	(5.390)
Totale	458.795	450.724	8.071
Acconti	-	-	-
Totale	458.795	450.724	8.071

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento. L'incremento delle rimanenze di materiali, apparecchi e altre giacenze, pari a euro 13.461 migliaia, è riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2020, di maggiori stock di materiali destinati a progetti finanziati nonché di materiali distribuiti sul territorio per la manutenzione ed il funzionamento della rete di distribuzione (complessivamente pari a circa euro 26.280 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dalla riduzione delle giacenze di contatori e concentratori di seconda generazione, per effetto sia dei minori volumi consegnati dai fornitori che di una riduzione dei prezzi (pari a circa euro 12.819 migliaia).

Il Fondo obsolescenza magazzino, pari a euro 8.670 migliaia, 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.

26. Crediti commerciali – Euro 3.351.723 migliaia

Si riferiscono essenzialmente ai crediti verso clienti per trasporto di energia elettrica, prestazioni di servizi e vendita di beni, sono comprensivi anche di quelli dell'energia distribuita e di prestazioni ancora da fatturare; sono esposti al netto di una svalutazione, pari a euro 1.043.150 migliaia.

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Crediti commerciali verso Terzi	3.035.929	3.134.927	(98.998)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	2.099.053	2.284.529	(185.476)
- Altri crediti commerciali	936.876	850.398	86.478
Crediti commerciali verso società capogruppo	-	4	(4)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	-	4	(4)
- Altri crediti commerciali	-	-	-
Crediti commerciali verso società controllante	578	596	(18)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	528	433	95
- Altri crediti commerciali	50	163	(113)
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	1.358.366	1.549.377	(191.011)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.346.328	1.537.180	(190.852)
- Altri crediti commerciali	12.038	12.197	(159)
Svalutazione Crediti:	(1.043.150)	(696.080)	(347.070)
- Svalutazione crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(1.007.479)	(659.844)	(347.635)
- Svalutazione crediti per interessi di mora	(21.475)	(21.761)	286
- Svalutazione altri crediti commerciali	(14.196)	(14.475)	279
Totale	3.351.723	3.988.824	(637.101)

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.

La riduzione dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 637.101 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- per euro 98.998 migliaia alla riduzione dei crediti verso traders e clienti finali terzi e per euro 191.033 migliaia al decremento dei crediti verso la controllante, la capogruppo e le altre società del Gruppo (di cui 155.189 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela ed euro 48.014 migliaia verso Enel Energia S.p.A., per il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei crediti verso Enel Global Infrastructure & Networks s.r.l. pari a euro circa 6.194 migliaia, verso Enel Produzione S.p.A. pari a euro circa 5.015 migliaia e verso Open Fiber S.p.A. pari a circa euro 3.496 migliaia).

- per euro 347.070 migliaia alle maggiori svalutazioni dei crediti effettuate a dicembre 2020 in base al 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 variazione in diminuzione dei crediti commerciali verso terzi deriva essenzialmente:

- dalle maggiori svalutazioni operate sui crediti verso alcuni traders, rispetto al 31 dicembre 2019;
- dal maggior volume, rispetto al 31 dicembre 2019, delle operazioni di cessione credito pro-soluto (per circa euro 121.257 migliaia).

In generale, i crediti commerciali sia verso terzi che verso il Gruppo risultano in diminuzione anche a causa della riduzione dei consumi delle utenze "altri usi" (sia in media che in bassa tensione), diretta conseguenza dei fermi totali e/o parziali ad alcune attività produttive imposte in seguito alla pandemia da Covid-19.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

	Svalutazione crediti commerciali	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 01.01.2019	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
Accantonamenti	352.004	-	352.004
Utilizzi	(38)	-	(38)
Ammontare inutilizzato riversato	(4.610)	(286)	(4.896)
Altre variazioni	-	-	-
Totale al 31.12.2020	1.021.675	21.475	1.043.150

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla Nota di Commento n. 46 relativa agli "Strumenti Finanziari per categoria".

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Italia	3.323.096	3.961.453	(638.357)
Spagna	7.453	8.034	(581)
Romania	16.559	18.673	(2.114)
Altri	4.615	664	3.951
Totale	3.351.723	3.988.824	(637.101)

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019:

Migliaia di euro				
	al 31.12.2020	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	3.351.723	2.877.857	435.858	38.008

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	-

I crediti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Crediti verso capogruppo	-	4	(4)
Crediti verso società controllante	578	596	(18)
Crediti verso altre società del gruppo	1.358.366	1.549.377	(191.011)
Servizio Elettrico Nazionale Spa	553.270	708.459	(155.189)
Enel Energia Spa	731.128	779.142	(48.014)
Enel Produzione Spa	1.552	(3.464)	5.016
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	12.042	5.848	6.194
Endesa Distribuzione Electrica SL	7.196	6.495	701
Open Fiber SpA	33.432	29.936	3.496
E-Distributie Muntenia SA	6.096	7.646	(1.550)
E-Distributie Dobrogea SA	1.766	1.582	184
Enel Servicii Comune SA	4.140	4.743	(603)
Enel Romania SA	2.466	2.772	(306)
Chilectra S.A.	-	2	(2)
Enel Sole Srl	2.094	1.483	611
E-Distributie Banat SA	1.760	1.898	(138)
Altre società del gruppo	1.424	2.835	(1.411)
Totale	1.358.944	1.549.977	(191.033)

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 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.

I crediti verso Enel Global Infrastructure & Networks S.p.A. si riferiscono essenzialmente ai crediti connessi alla prestazione di servizi forniti dalle unità amministrazione e tecnologie di rete di e-distribuzione nonché al contratto per la concessione di licenza d'uso di beni immateriali.

I crediti verso Endesa Distribucion Electrica SL si riferiscono alla vendita di contatori elettronici e a servizi correlati.

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 462.209 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Perequazioni	145.337	79.791	65.546
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	52.786	67.828	(15.042)
Titoli efficienza energetica	58.117	37.112	21.005
Premi resilienza	13.100	16.000	(2.900)
Reintegro OdS versati e non riscossi	71.959	-	71.959
Reintegro OdR non riscossi	72.950	-	72.950
Altri crediti verso CSEA	48.806	54.344	(5.538)
Impariment crediti verso CSEA	(846)	(357)	(489)
Totale	462.209	254.718	207.491

L'incremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2020 si riferisce all'iscrizione del credito, relativo all'esercizio 2020, per i meccanismi di perequazione relativi al reintegro ricavi utenze bassa tensione altri usi, per effetto delle agevolazioni previste dalla deliberazione n. 190/2020 ARERA (pari a euro 232.183 migliaia), ai costi di trasmissione (pari a euro 93.179 migliaia), agli eventi sismici avvenuti in centro Italia (euro 27.782 migliaia), agli usi propri di distribuzione (euro 16.085 migliaia) e alla remunerazione sugli investimenti incentivati (euro 3.686 migliaia) parzialmente rettificati dall'incasso di euro 232.183 migliaia, riferito alle agevolazioni previste dalla deliberazione di cui sopra, avvenuto nel mese di ottobre 2020.

Tale effetto è stato parzialmente compensato anche dai risultati determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIME, per complessivi euro 70.060 migliaia (di cui euro 5.126 migliaia relativi a sopravvenienze passive).

Il credito relativo ai premi e ad altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQE), pari a euro 52.786 migliaia, si riferisce, per euro 37.800 migliaia, all'iscrizione della stima del premio per l'anno 2020 ai sensi del titolo IV della deliberazione n. 566/2019/R/EEL ARERA (euro 31.200 migliaia al 31 dicembre 2019).

Inoltre, il credito accoglie la stima della rivalsa nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per gli indennizzi erogati ai clienti per interruzioni di responsabilità non di e-distribuzione S.p.A., pari a euro 14.986 migliaia (euro 35.928 migliaia al 31 dicembre 2019).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 58.117 migliaia (euro 37.112 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo, pari a euro 462.117 migliaia, parzialmente compensato dall'effetto delle cessioni pro soluto, in essere a dicembre 2020, pari a euro 404.000 migliaia.

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 13.100 migliaia, si riferiscono alla stima della quota di premi relativa agli esercizi 2019 e 2020, 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.

L'incremento del credito per reintegro Oneri di Sistema (OdS) versati e non riscossi, pari a complessivi euro 71.959 migliaia, deriva dall'accertamento dei proventi, ai sensi della deliberazione n. 50/2018/R/EEL ARERA, relativi a oneri di sistema, altrimenti non recuperabili, versati alla cassa per i Servizi Energetici e Ambientali e al Gestore dei servizi Energetici ma non riscossi dai venditori e riferiti a traders cessati da almeno 6 mesi e per fatture scadute da almeno 12 mesi. Il credito iscritto al 31 dicembre 2020 è relativo alla parte accertata dalla Società ma non ancora incassata.

Il credito per reintegro Oneri di Rete (OdR) non riscossi, pari ad euro 72.950 migliaia, accoglie l'accertamento dei proventi derivanti dal reintegro, ai sensi della delibera n. 461/2020/R/EEL ARERA, dei corrispettivi di rete, altrimenti non recuperabili, non incassati dai venditori e riferiti a traders con contratto risolto da almeno 6 mesi e fatture scadute da almeno 12 mesi, relative al periodo gennaio 2016 – giugno 2020.

La riduzione degli Altri crediti verso CSEA, pari a complessivi euro 5.538 migliaia, è sostanzialmente data dalla riduzione del credito per agevolazioni bonus sociale (pari a euro 8.503 migliaia) e dall'incasso di quota parte dei crediti per connessioni di impianti di produzione da fonte rinnovabile (per euro 6.444 migliaia); tali effetti risultano parzialmente mitigati dall'iscrizione del credito connesso al riconoscimento dei costi di debranding, sostenuti da e-distribuzione nel corso del 2016, in ottemperanza alla Delibera 296/2015 (pari a euro 7.755 migliaia) e dall'incremento del credito per componente CMOR (pari a euro 1.425 migliaia).

28. Crediti per imposte sul reddito – Euro 72.436 migliaia

I crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Crediti IRAP	10.738	-	10.738
Crediti IRES	61.547	-	61.547
Crediti addizionale IRES	94	94	-
Altri crediti tributari	57	72	(15)
Totale	72.436	166	72.270

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.

L'incremento dei Crediti per imposte sul reddito, pari a euro 72.270 migliaia, deriva essenzialmente dall'iscrizione dell'effetto positivo connesso all'applicazione della normativa fiscale Patent Box per il periodo 2015–2019, pari complessivamente a euro 66.120 migliaia (di cui euro 55.382 migliaia riferiti a crediti per IRES e euro 10.738 a crediti per IRAP).

29. Altri crediti tributari – Euro 1.745 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 1.745 migliaia, si riferiscono ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria. Esse presentano un saldo sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente ((euro 2.044 migliaia al 31 dicembre 2019).

30. Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 119.878 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Conto corrente intersocietario	46.1.1	-	6.993	(6.993)
Depositi liquidità non disponibili - Gruppo	46.1.1	6.020	45.990	(39.970)
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	46.1.1	7.409	6.731	678
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	12.396	12.409	(13)
Prestiti ai dipendenti	46.1.1	2.082	1.999	83
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	46.1.1	36.977	39.207	(2.230)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	46.1.1	(957)	(193)	(764)
Totale		119.878	169.087	(49.209)

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente dalla quota a breve del credito finanziario iscritto per il rimborso, previsto dalla Deliberazione ARERA n. 157/12, degli oneri per la soppressione del Fondo Previdenza Elettrici (FPE) già sostenuti dalla società (per euro 55.951 migliaia) e da quello connesso al rimborso dei costi sostenuti dalle imprese distributrici a copertura delle dismissioni dei contatori elettromeccanici, sostituiti, ai sensi della delibera ARERA n 292/06, con i misuratori di prima generazione (per euro 36.977 migliaia).

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 depositi non disponibili Gruppo accolgono le anticipazioni del contributo concesso dal MISE per ciascun progetto ammesso alle agevolazioni nell'ambito del Programma Operativo Nazionale "Imprese e Competitività" 2014-2020 FESR non ancora utilizzate. La riduzione di euro 39.970 migliaia è la diretta conseguenza del completamento di una buona parte dei lavori connessi ai progetti finanziati a fronte dei quali è stato ricevuto l'acconto.

I depositi non disponibili verso terzi accolgono i crediti a breve termine derivanti da depositi di liquidità vincolati.

I prestiti ai dipendenti, si riferiscono alla quota dei prestiti erogati ai dipendenti a fronte dell'acquisto della prima casa, per gravi necessità familiari o per riscatto auto aziendale, esigibile entro i dodici mesi in base ai prestabiliti piani di ammortamento.

Si segnala, infine, che la riduzione di euro 6.993 migliaia del conto corrente intersocietario è essenzialmente conseguenza della variazione, rispetto all'esercizio precedente, del saldo del conto corrente intersocietario (a debito per euro 963.519 migliaia al 31 dicembre 2020 e a credito per euro 6.993 migliaia al 31 dicembre 2019);

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2020 a euro 957 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 sui crediti finanziari a breve 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 per categoria".

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

31. Altre attività finanziarie correnti – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2020 non si rilevano altre attività finanziarie correnti.

32. Altre attività correnti - Euro 168.756 migliaia

Il dettaglio delle altre attività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Crediti verso il personale	1.620	1.873	(253)
Depositi cauzionali presso terzi < 12	394	598	(204)
Anticipi a fornitori e a terzi	12.920	27.408	(14.488)
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	1.729	1.280	449
Crediti verso ex imprese elettriche	1.286	1.286	-
Note credito da ricevere:	9.150	8.749	401
Note credito da ricevere (terzi)	8.973	8.571	402
Note credito da ricevere (gruppo)	-	178	(178)
Note credito da ricevere (Controllante)	177	-	177
Crediti diversi:	170.215	175.684	(5.469)
Crediti diversi (terzi)	170.207	175.483	(5.276)
Crediti diversi (gruppo)	-	201	(201)
Crediti diversi (Capogruppo)	8	-	8
Crediti diversi (Controllante)	-	-	-
Risconti attivi:	4.114	8.790	(4.676)
Risconti attivi (gruppo)	46	55	(9)
Risconti attivi (terzi)	4.068	8.735	(4.667)
Svalutazione crediti:	(32.672)	(32.494)	(178)
Svalutazione crediti diversi (terzi)	(32.672)	(32.494)	(178)
Totale	168.756	193.174	(24.418)

Il decremento degli anticipi a fornitori e a terzi, pari ad euro 14.488 migliaia, è da ricondurre essenzialmente alla riduzione degli anticipi versati presso il GME per la partecipazione al mercato dei titoli di efficienza energetica (pari a euro 14.234 migliaia).

La riduzione dei crediti diversi, pari complessivamente ad euro 5.469 migliaia, è la conseguenza della diminuzione sia dei crediti diversi verso terzi, pari ad euro 5.276 migliaia, sia di quelli verso società del Gruppo, pari ad euro 193 migliaia.

In particolare, la diminuzione dei crediti diversi verso terzi deriva dal decremento dei crediti per partite da regolarizzare verso fornitori (pari a euro 7.679 migliaia), parzialmente compensato dall'aumento dei crediti verso imprese assicuratrici per rimborsi approvati e in corso di liquidazione (pari a euro 3.195 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 erogati per loro conto ai sensi della Deliberazione n. 599/2019 dell'ARERA.

Il decremento dei risconti attivi, pari a euro 4.676 migliaia, si riferisce essenzialmente alla riduzione della quota corrente dei risconti attivi per progetti di efficienza energetica acquistati (pari a euro 4.939 migliaia).

33. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 48.985 migliaia

Il dettaglio è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Depositi bancari	47.862	70.347	(22.485)
Depositi postali	994	1.880	(886)
Cassa	222	227	(5)
Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(93)	(105)	12
Totale	48.985	72.349	(23.364)

I depositi bancari si riferiscono per euro 47.556 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti di investimento (euro 70.054 migliaia al 31 dicembre 2019) e per euro 306 migliaia alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2019, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 293 migliaia al 31 dicembre 2019).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2020 a euro 93 migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti 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 4.553.201 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 949.942 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 2020 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 150.383 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. Nel corso del 2020, quota parte di tale riserva (pari a euro 2.124.617 migliaia) unitamente all'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia) è stata destinata a copertura delle Perdite accumulate Nette (pari a complessivi euro -2.772.810 migliaia) relative rispettivamente al cambiamento del trattamento contabile dei certificati bianchi, all'introduzione dei principi contabili IFRS 15 e 9 e alle correzioni errori pregressi.

Riserva da riduzione del capitale sociale – Euro 0 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). Nel corso del 2020, l'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia) unitamente a parte della "Riserva disponibile" (pari a euro 2.124.617 migliaia) è stata destinata a copertura delle Perdite accumulate Nette (pari a complessivi euro -2.772.810 migliaia) relative rispettivamente al cambiamento del trattamento contabile dei certificati bianchi, all'introduzione dei principi contabili IFRS 15 e 9 e alle correzioni errori pregressi.

Altre riserve – Euro 460 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 460 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 (123.174) migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge, pari a euro (123.174) migliaia (euro (101.520) migliaia al 31 dicembre 2019) comprende utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto derivanti dalla valutazione (quota efficace) dei derivati di cash flow hedge.

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 (196.824) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (196.824) migliaia (euro (198.496) migliaia al 31 dicembre 2019) accoglie tutti gli utili e le perdite attuariali delle passività per benefici definiti.

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 31.12.2019					al 31.12.2020
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(101.520)	(59.205)	14.209	30.713	(7.371)	(123.174)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(198.496)	1.437	235	-	-	(196.824)
Totale	(300.016)	(57.768)	14.444	30.713	(7.371)	(319.998)

Migliaia di euro

	Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio		Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
	al 31.12.2018					al 31.12.2019
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(70.462)	(68.311)	16.395	27.445	(6.587)	(101.520)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(199.769)	1.740	(467)	-	-	(198.496)
Totale	(270.231)	(66.571)	15.928	27.445	(6.587)	(300.016)

Utili/(perdite) accumulate – Euro (449.428) migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (3.226.503) migliaia al 31 dicembre 2019) si riferiscono:

- per euro (342.615) migliaia, in applicazione della nuova versione del principio contabile IAS 19 – Benefici per i dipendenti, alla quota del past service cost non rilevata nei periodi precedenti, al netto dell'effetto fiscale;
- per euro (584.240) migliaia, all'iscrizione degli effetti dell'FTA, a seguito del passaggio della società nel 2006 ai principi contabili internazionali;
- per euro 477.128 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2019 e esercizi precedenti;
- per euro 299 migliaia a utili accumulati riferiti a riserve diverse.

Nel corso del 2020, le perdite accumulate nette di seguito riportate, sono state compensate con una quota parte della "Riserva disponibile" (pari a euro 2.124.617 migliaia) e con l'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia):

- della 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 retrospettivo 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 (pari a euro (2.628.656) migliaia);

- della riserva stanziata al 1° gennaio 2018 per accogliere gli effetti cumulativi dell'applicazione iniziale del principio contabile IFRS 9 "Strumenti finanziari", determinata con metodo retrospettivo, 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 (pari a euro (16.867) migliaia);
- della riserva rilevata in seguito all'iscrizione degli effetti del cambiamento nel 2012 del trattamento contabile dei Titoli di Efficienza Energetica (pari a euro (140.320) migliaia);
- della riserva stanziata in seguito all'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia (per euro 13.033 migliaia).

Utile/(perdita) dell'esercizio – Euro 1.452.686 migliaia

La Società al 31 dicembre 2020 presenta un utile dell'esercizio pari a euro 1.452.686 migliaia (euro 1.586.066 migliaia nell'esercizio 2019).

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	749.480		749.480	-
Riserva disponibile	150.383	B	150.383	-
Riserve di capitale	599.097	A,B,C	599.097	-
Riserve di utili	200.462		520.460	(319.998)
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	520.000	-
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	(123.174)		-	(123.174)
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(196.824)		-	(196.824)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	460	A,B,C	460	-
				-
Utili/perdite) accumulate	(449.428)		-	(449.428)
Totale	500.514		1.269.940	(769.426)

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 2020.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2020 e 2019 è sintetizzata nella seguente tabella.

Milioni di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Posizione finanziaria non corrente	8.181.464	8.136.826	44.638
Posizione finanziaria corrente netta	1.048.957	14.235	1.034.722
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(256.395)	(348.658)	92.263
Indebitamento finanziario netto	8.974.026	7.802.403	1.171.623
Patrimonio netto	4.553.201	4.702.293	(149.092)
Indice debt/equity	1,97	1,66	(0,07)

35. Finanziamenti – Euro 8.181.464 migliaia, Euro 963.521 migliaia, Euro 235.791 migliaia,

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti distinto tra la quota corrente e non:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Finanziamenti a lungo termine	8.181.464	8.136.826	235.791	236.824
Finanziamenti a breve termine	963.521	-	-	-

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 46 “Strumenti finanziari per categoria”.

36. Benefici ai dipendenti – Euro 316.711 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 movimentata 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 2020 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Trattamento di fine rapporto	152.133	165.070	(12.937)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	36.140	32.209	3.931
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	912	805	107
Premio fedeltà	24.187	24.554	(367)
Indennità sostitutive sconto energia	-	-	-
Assistenza sanitaria ASEM	34.257	38.830	(4.573)
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	67.144	74.826	(7.682)
Piano accompagnamento graduale alla pensione	-	-	-
Accordo sconto attivi	584	581	3
Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile	-	1	(1)
Piani di incentivazione al personale	1.354	924	430
Totale	316.711	337.800	(21.089)

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	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	165.070	32.209	805	24.554	-	38.830	74.826	581	1	924	337.800
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	1.041	35	1.175	-	586	-	19	-	1.093	3.949
Interessi passivi	1.124	223	6	165	-	260	490	4	-	-	2.272
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	23	(3)	(7)	5	-	133	410	-	-	-	561
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	673	603	(2)	(45)	-	(61)	569	7	-	-	1.744
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(2.954)	3.308	28	(9)	-	(3.157)	237	(28)	-	-	(2.575)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	(966)	-	(73)	-	-	-	-	-	(210)	(1.249)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi del datore di lavoro	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi dei partecipanti al piano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(11.902)	(298)	-	(1.572)	-	(1.857)	(9.388)	-	(1)	(554)	(25.572)
Altre Variazioni	99	23	47	(13)	-	(477)	-	1	-	100	(220)
Passività attuariale al 31 dicembre	152.133	36.140	912	24.187	-	34.257	67.144	584	0	1.353	316.711

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN > al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
VALUTAZIONE NELLA PASSIVITA' ATTUARIALE											
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)	-	-	-	(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)	-	(3.595)	1.778	(14)	-	-	(4.731)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	(497)	(91)	-	(4)	-	-	-	-	-	(592)
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	2020	2019
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	3.949	3.403
Interessi passivi netti	2.272	5.236
Perdite (utili) al momento dell'estinzione	-	-
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	1.167	3.609
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	(1.249)	
Altre variazioni	-	-
Totale	6.139	5.030

Migliaia di euro	2020	2019
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	(1.437)	(1.740)
Altre variazioni	-	-
Totale	(1.437)	(1.740)

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2020 è pari a euro 3.949 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 3.403 migliaia al 31 dicembre 2019), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a euro 2.272 migliaia (euro migliaia 5.236 al 31 dicembre 2019).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono diminuite rispetto al 2019:

	2020	2019
Tasso di attualizzazione	0,70%	1,50%
Tasso di inflazione	0,70%	1,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	1,70%	2,50%

Per ulteriori dettagli sulle principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, si veda la Nota n. 2.2 "Uso delle stime e giudizi del management".

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	al 31 dicembre 2020				al 31 dicembre 2019			
	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	(8.224)	(1.992)	(1.022)	1.764	(9.901)	(2.267)	(1.047)	(2.155)
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	7.715	1.808	945	(1.860)	9.226	2.058	969	2.044
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	(4.831)	(2.143)	(1.132)	-	(5.880)	(2.412)	-	-
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(41)	-	-	-	(37)	89	-	-
Un incremento del 0,5% delle pensioni	-	-	-	(1.730)	-	(215)	-	(1.973)
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	-	(4.479)	-	-	-	(5.041)	-	-
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	(1.736)	-	(4.729)	-	(161)	24.555	(461)

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 338.111 migliaia

Il dettaglio dei Fondi rischi ed oneri non correnti e correnti iscritti nel bilancio della Società al 31 dicembre 2020 e 2019 è il seguente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2020		al 31 dicembre 2019	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	30.825	6.126	39.566	5.180
- Altri	39.143	55.632	46.856	49.822
Totale	69.968	61.758	86.422	55.002
Fondo oneri per incentivi all'esodo	104.333	102.052	145.705	111.648
Totale	174.301	163.810	232.127	166.650

Di seguito si riporta anche la movimentazione complessiva dei fondi rischi e oneri intervenuta nell'esercizio 2020:

Migliaia di euro	al 31.12.2019			al 31.12.2020	
	Accantonamenti	Utilizzi e altri movimenti	Rilasci a Conto economico		
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- Vertenze e contenzioso	44.746	4.073	(5.751)	(6.117)	36.951
- Altri	96.678	78.485	(45.430)	(34.958)	94.775
Totale	141.424	82.558	(51.181)	(41.075)	131.726
Fondo oneri per incentivi all'esodo	257.353	72.789	(123.757)	-	206.385
Totale fondi rischi e oneri	398.777	155.347	(174.938)	(41.075)	338.111

Per ulteriori dettagli sulle stime utilizzate per le ipotesi sottostanti, si veda la Nota n. 2.2 "Uso delle stime e giudizi del management".

Allo stato attuale, considerata la numerosità e la complessità delle fattispecie contemplate nei fondi rischi ed oneri, 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 131.726 migliaia

Il Fondo contenzioso e rischi ed oneri 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 36.951 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 94.775 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento (euro 4.073 migliaia) e del rilascio (euro -6.117 migliaia) relativo al Fondo vertenze e contenzioso, 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. Il saldo netto degli accantonamenti ed i rilasci del Fondo Vertenze e contenzioso è stato contabilizzato, per euro 339 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro -325 migliaia nella voce "Costi per servizi –

Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, per euro -2.217 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 159 migliaia nella voce “Altri oneri finanziari”.

Gli utilizzi dell'esercizio, pari a euro 5.751 migliaia si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2020, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali.

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2020 (euro 94.775 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 degli oneri associati ad eventi eccezionali, la stima degli oneri correlati ai guasti agli impianti, la stima degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale, da canoni demaniali e per 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 78.485 migliaia) riguarda principalmente:

- la stima degli oneri al di sotto delle franchigie assicurative, di quelli per guasti agli impianti e per canoni demaniali, 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 45.430 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo franchigie assicurative (euro 19.254 migliaia), al Fondo Guasti (euro 17.495 migliaia) e al Fondo Eventi Eccezionali (euro 7.534 migliaia).

I rilasci (euro 34.958 migliaia) sono in linea di massima riconducibili:

- al rilascio, pari a euro 14.085 migliaia, del residuo della stima degli oneri connessi a guasti ad impianti di anni precedenti;
- al rilascio, pari a euro 10.000 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 e
- al rilascio di parte del fondo oneri residui da sostenere in seguito agli impegni assunti nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT, pari a euro 5.000 migliaia.

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 206.385 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 2020 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 72.789 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 123.757 migliaia.

Si evidenzia che gli accantonamenti al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico “Costo del personale - Altri costi”.

38. Altre passività non correnti – Euro 257.662 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Risconti passivi su contributi (gruppo)	211	228	(17)
Risconti passivi su contributi (terzi)	242.858	257.692	(14.834)
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	3.483	10.552	(7.069)
Altre passività non correnti	11.110	17.021	(5.911)
Totale	257.662	285.493	(27.831)

I risconti passivi per contributi ricevuti al 31 dicembre 2020 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 2.790.187 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 2020.

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Debiti commerciali verso terzi	2.462.388	2.417.012	45.376
Debiti commerciali verso società capogruppo	26.378	22.555	3.823
Debiti commerciali verso società controllante	50.851	114.053	(63.202)
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	250.570	30.626	219.944
Totale	2.790.187	2.584.246	205.941

L'incremento dei debiti commerciali, pari a euro 205.941 migliaia, deriva per complessivi euro 160.565 migliaia dall'aumento dei debiti verso capogruppo, controllante e società del gruppo e per euro 45.376 migliaia dall'incremento dei debiti verso terzi.

L'incremento dei debiti verso le società del gruppo è riconducibile essenzialmente ai maggiori debiti per fatture da ricevere verso Enel Global Infrastructure & Networks con la quale nel corso dell'anno sono stati rivisti i contratti di servizio alla luce dell'ampliamento del perimetro dei servizi offerti. L'aumento dei debiti verso terzi è dovuto principalmente ad un maggior debito per servizi di trasporto energia sulla rete di trasmissione nazionale.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Italia	2.766.297	2.572.853	193.444
Spagna	1.921	579	1.342
Cina	412	207	205
Francia	5.265	3.180	2.085
Romania	9.627	6.061	3.566
Germania	631	487	144
Altri	1.773	879	894
Totale	2.785.926	2.584.246	201.680

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.785.926	2.785.915	-	11

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

I debiti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Debiti verso società capogruppo	26.378	22.555	3.823
Debiti verso società controllante	50.851	114.053	(63.202)
Debiti verso altre società del gruppo	250.570	30.626	219.944
Servizio Elettrico Nazionale Spa	15.520	19.414	(3.894)
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	227.178	4.386	222.792
Enel Global Services Srl	3.207	-	3.207
E-Distributie Muntenia SA	953	238	715
Enel Produzione Spa	582	1.050	(468)
Enel Energia Spa	585	773	(188)
Enel Sole Srl	74	1.217	(1.143)
Enel Green Power Spa	605	444	161
Open Fiber SpA	83	2.442	(2.359)
Altre società del gruppo	1.783	662	1.121
Totale	327.799	167.234	160.565

Si segnala che, a far data dal 1° gennaio 2020, in seguito alla riorganizzazione della struttura societaria del Gruppo Enel in Italia attuata con il Progetto Dante:

- la società Enel Italia è diventata la controllante di e-distribuzione e, oltre a fornire i servizi del perimetro non impattato dalla riorganizzazione (ovvero Servizi, funzioni di Staff, Acquisti Italia, Security), fornisce anche i servizi finanziari (questi ultimi svolti, fino al 31 dicembre 2019, da Enel S.p.A.);
- I servizi relativi al *procurement global e digital solution* dedicati alla divisione Infrastrutture e Reti (svolti fino al 31 dicembre 2019 da Enel Italia) sono invece forniti da Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. e si aggiungono 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 effettuata fino al 31 dicembre 2019.

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 3.358.904 migliaia – euro 693.772 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 3.358.904 migliaia (euro 3.520.140 migliaia al 31 dicembre 2019);
- passività contrattuali correnti per euro 693.772 migliaia (euro 641.971 migliaia al 31 dicembre 2019).

Per maggiori dettagli sul contenuto si rimanda alla nota n. 5 "Ricavi".

41. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 2.195.615 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Perequazioni	212.232	239.215	(26.983)
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	76.772	203.627	(126.855)
Componenti e oneri di sistema	1.896.641	2.226.616	(329.975)
Altri debiti verso CSEA	9.970	1	9.969
Totale	2.195.615	2.669.459	(473.844)

Il debito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per Perequazioni al 31 dicembre 2020 accoglie il valore risultante dall'applicazione dei meccanismi di perequazione misura (euro 145.614 migliaia), ricavi di distribuzione (euro 43.287 migliaia) e perequazione delta perdite (euro 23.331 migliaia).

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 decremento dei debiti per Perequazioni, pari a euro 26.983 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione del debito dell'anno 2020 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi distribuzione (pari a euro 43.287 migliaia), perequazione del valore della differenza tra perdite effettive e perdite standard (pari a euro 23.331 milioni), perequazione misura (pari a euro 7.620 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 TIME, per complessivi euro 150.533 migliaia, di cui euro 49.311 migliaia relativi a sopravvenienze passive.

Il decremento del debito verso CSEA per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 126.855 migliaia è riconducibile:

- per euro 41.140 migliaia al versamento, avvenuto nel mese di aprile, del debito rilevato al 31 dicembre 2019 e relativo alla quota di Fondo Eventi Eccezionali a carico del distributore ai sensi dell'art. 56 della deliberazione n. 566/19 ARERA (di cui euro 131 migliaia di sopravvenienze passive);
- per euro 24.386 migliaia alla regolazione del corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato nell'anno 2019 ai clienti MT ai sensi dell'art. 41.5 della deliberazione n. 566/19 ARERA;
- per euro 141.189 migliaia al versamento delle penali ai sensi del Titolo IV della deliberazione n. 566/19 ARERA relative all'anno 2019, di cui euro 4.689 migliaia relativi a sopravvenienze passive;
- per complessivi euro 39.010 migliaia alle variazioni in aumento intervenute nel 2020 alla quota del fondo eventi eccezionali a carico del distributore;
- per complessivi euro 20.839 migliaia alla quota di corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato ai clienti MT nell'anno 2020, ai sensi dell'art. 41.5 della deliberazione n. 566/19 ARERA;
- dall'iscrizione del debito dell'anno 2020 relativo alle penalità attese per le attività sottoposte a regolazione del servizio elettrico ai sensi della deliberazione n. 566/19 ARERA. In particolare, per euro 10.000 migliaia per la regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso (Titolo IV),

per euro 3.000 migliaia per la regolazione relativa alle interruzioni con preavviso (Titolo VI) e per euro 2.191 migliaia per la regolazione individuale dei clienti MT (Titolo V).

La riduzione del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 329.975 migliaia, è la diretta conseguenza sia della riduzione dei volumi di fatturato che della riduzione delle tariffe delle componenti ASOS e ARIM rispetto al 31 dicembre 2019.

L'aumento degli Altri debiti pari a euro 9.969 migliaia, si riferisce all'iscrizione del debito per l'acquisto, per l'anno d'obbligo 2019, dei titoli di efficienza energetica non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica (cd. tee "virtuali"), di cui all'articolo 14-bis del decreto del MISE 11 gennaio 2017.

42. Debiti per imposte sul reddito – Euro 4.194 migliaia

Il dettaglio debiti per imposte sul reddito è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Debiti per imposta sostitutiva	-	-	-
Debiti IRAP	4.140	6.256	(2.116)
Debiti per addizionale IRES	-	-	-
Debiti IRES	-	19.132	(19.132)
Imposte estere	54	-	54
Totale	4.194	25.388	(21.194)

La voce accoglie al 31 dicembre 2020 il saldo netto, a debito, tra la stima dell'IRAP per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati.

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.

43. Altri debiti tributari – Euro 51.622 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Debiti verso l'Erario per IVA	418	647	(229)
Debiti verso la controllante per IVA di gruppo	25.420	80.887	(55.467)
Debiti per ritenuta di imposta	25.537	27.574	(2.037)
Debiti per imposte erariali ed addizionali su E.E.	-	-	-
Debiti tributari diversi	247	62	185
Totale	51.622	109.170	(57.548)

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Al 31 dicembre 2020 la Società risulta a debito verso la capogruppo Enel S.p.A. per l'IVA di Gruppo per un ammontare pari e euro 25.420 migliaia (al 31 dicembre 2019, il saldo della liquidazione IVA di Gruppo risultava a debito per euro 80.887 migliaia).

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 88.011 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Interessi passivi su mutuo BEI	3.003	3.030	(27)
interessi passivi verso altre società del gruppo	-	65.929	(65.929)
Interessi passivi verso controllante	65.929	-	65.929
Interessi passivi su mutuo CDP	27	35	(8)
Interessi su c/c intersocietario	18.509	18.846	(337)
Interessi passivi verso terzi su attività in leasing	46	47	(1)
Interessi passivi verso controllante su attività in leasing	494	673	(179)
Interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing	3	-	3
Totale	88.011	88.560	(549)

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 per categoria".

Gli interessi passivi verso controllante si riferiscono all'iscrizione dei ratei per gli interessi passivi che verranno liquidati nell'esercizio successivo, maturati sui due finanziamenti a medio lungo termine ricevuti nel 2012 da Enel Finance International N.V. e da quest'ultima ceduti pro-soluto alla controllante Enel Italia nel corso del 2020.

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 si riferiscono ai ratei passivi per gli interessi maturati sui finanziamenti da leasing operativo, dettagliati nella nota n.46 "Strumenti finanziari per categoria".

Si segnala che gli interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing sono riferiti alla società Enel Produzione S.p.A., per la locazione di siti logistici.

45. Altre passività correnti – 398.642 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Debiti diversi verso il personale	73.327	73.366	(39)
Depositi cauzionali da clienti	41.523	39.336	2.187
Debiti diversi verso clienti	80.101	89.794	(9.693)
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	68.422	69.579	(1.157)
Debiti verso associazioni di dipendenti	5	25	(20)
Acconti Diversi:	81.939	82.355	(416)
Acconti diversi (gruppo)	-	-	-
Acconti diversi (terzi)	81.939	82.355	(416)
Ratei passivi	7.373	7.483	(110)
Risconti passivi	8.014	22.633	(14.619)
Risconti passivi (gruppo)	-	-	-
Risconti passivi (terzi)	8.014	22.633	(14.619)
Debiti diversi:	37.938	54.538	(16.600)
Debiti diversi (terzi)	29.439	38.538	(9.099)
Debiti diversi (gruppo)	8.438	15.945	(7.507)
Debiti diversi (capogruppo)	55	55	-
Debiti diversi (controllante)	6	-	6
Totale	398.642	439.109	(40.467)

I debiti verso il personale, pari a euro 73.327 migliaia, sono sostanzialmente in linea con i valori dell'esercizio precedente. Essi accolgono essenzialmente il debito per incentivazioni riconosciute al personale (euro 41.970 migliaia), il debito per competenze maturate dal personale, quali principalmente ferie maturate e non godute e straordinari (euro 18.980 migliaia) e i 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 (euro 11.122 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 2020 ammontano ad euro 80.101 migliaia e presentano una riduzione di euro 9.693 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 81.939 migliaia, accolgono per euro 80.977 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 8.014 migliaia, si riferiscono essenzialmente all'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (per euro 7.791 migliaia).

46. Strumenti finanziari per categoria

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 2020 e al 31 dicembre 2019, suddiviso in attività finanziarie correnti e non correnti, che mostra separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	47.1.1	262.541	361.796	4.007.117	4.524.049
Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	47.1.4	-	-	-	682
Derivati di fair value hedge		-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge		-	-	-	682
TOTALE		262.541	361.796	4.007.117	4.524.731

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 48 "*Derivati e Hedge Accounting*".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa 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 2020, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Note	Corrente	
		al 31.12.2020	al 31.12.2019		al 31.12.2020	al 31.12.2019
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	33	48.985	72.349
Crediti commerciali		-	-	25	3.351.723	3.988.824
Attività derivanti da contratti con i clienti		-	-	5	238	443
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	30	119.878	169.087
Altre attività correnti		-	-	32	24.084	38.628
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		394	598
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		12.920	27.408
- Note credito da ricevere		-	-		9.150	8.749
- Crediti verso il personale		-	-		1.620	1.873
Crediti verso CSEA	24	3.477	10.552	27	462.209	254.718
Altre attività non correnti	24	2.669	2.587		-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	23	256.395	348.657		-	-
TOTALE		262.541	361.796		4.007.117	4.524.049

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2020 ammontano a euro 3.351.723 migliaia (euro 3.988.824 migliaia al 31 dicembre 2019) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 1.043.150 migliaia alla fine dell'anno 2020 (euro 696.080 migliaia al 31 dicembre 2019).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2020 sono pari complessivamente a euro 4.269.658 migliaia (euro 4.885.845 migliaia al 31 dicembre 2019) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 1.078.145 migliaia a fine esercizio (euro 729.727 migliaia al 31 dicembre 2019).

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 e le attività derivanti da contratto. 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 e le attività derivanti da contratto, 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. per i traders, utilizza una PD pari 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 traders siano deteriorati); per le altre controparti, applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 90 giorni.

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:

- la PD ipotizzata è pari a quella della Country Italia;
- la LGD è funzione dei tassi di recupero di ciascun cluster;
- l'EAD è stimata pari al valore contabile alla data di riferimento del bilancio, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

Le tabelle che seguono indicano le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato.

Di seguito la movimentazione del fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari al 31 dicembre 2020 e 2019:

Migliaia di euro

	ECL 12 months			ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2019	2.920	-	2.920	-	-	-
Svalutazioni	13	-	13	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	2.161	-	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2019	772	-	772	-	-	-
Svalutazioni	764	-	764	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	43	-	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2020	1.493	-	1.493	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari è pari al 31 dicembre 2020 ad euro 1.493 migliaia (euro 772 migliaia al 31 dicembre 2019) e si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 442 migliaia (euro 472 migliaia al 31 dicembre 2019);

- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 957 migliaia (euro 194 migliaia al 31 dicembre 2019);
- delle disponibilità liquide per euro 93 migliaia (euro 106 migliaia al 31 dicembre 2019).

Di seguito la movimentazione del fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali al 31 dicembre 2020 e 2019:

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2019	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
Svalutazioni	352.004	-	352.004
Utilizzi	- 38	-	- 38
Rilasci	- 4.896	-	- 4.896
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	- 12.790	12.790	-
Totale al 31 dicembre 2020	1.016.867	26.283	1.043.150

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2020 ad euro 1.043.150 migliaia (euro 696.080 migliaia al 31 dicembre 2019), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 1.007.335 migliaia (euro 662.793 migliaia al 31 dicembre 2019), di cui euro 21.475 migliaia per interessi di mora
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 20.974 migliaia (euro 18.812 migliaia al 31 dicembre 2019);
- degli altri crediti commerciali per euro 14.841 migliaia (euro 14.475 migliaia al 31 dicembre 2019).

Di seguito la movimentazione del fondo perdite attese relativo ad altri crediti al 31 dicembre 2020 e 2019:

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2019	34.220	-	34.220
Svalutazioni	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	- 1.345	-	- 1.345
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2019	32.875	-	32.875
Svalutazioni	685	-	685
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	- 8	-	- 8
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2020	33.552	-	33.552

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		Correnti	
		al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Partecipazioni in altre imprese	21	-	70	-	-
Totale		-	70	-	-

Al 31 dicembre 2019 era presente tra le partecipazioni in altre imprese, la partecipazione del 12,96% nel Consorzio ANEA (Agenzia Napoletana Energia e Ambiente) per la quale, nel corso del 2020, la Società ha esercitato il diritto di recesso.

46.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Al 31 dicembre 2020 non sono presenti attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.

46.2 Passività finanziarie per categoria

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 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	46.2.1	8.181.464	8.136.826	6.401.051	5.712.581
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	22	157.183	140.883	7.993	882
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		157.183	140.883	7.993	882
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		157.183	140.883	7.993	882
Totale		8.338.647	8.277.709	6.409.044	5.713.463

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 48 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa 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 31.12.2020	al 31.12.2019		al 31.12.2020	al 31.12.2019
Finanziamenti a lungo termine	35	8.181.464	8.136.826	35	235.791	236.824
Finanziamenti a breve termine		-	-	35	963.521	-
Debiti commerciali		-	-	39	2.790.187	2.584.246
Debiti verso CSEA		-	-	41	2.195.615	2.669.459
Altre passività finanziarie correnti		-	-	44	88.011	88.560
Passività contrattuali - lavori in corso su ordinazione		-	-	5	6.301	4.362
Altre passività correnti:		-	-	45	121.624	129.130
- Depositi cauzionali da clienti		-	-		41.523	39.336
- Debiti diversi verso clienti		-	-		80.101	89.794
Totale		8.181.464	8.136.826		6.401.050	5.712.581

Per il contenuto delle voci si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

Finanziamenti

Finanziamenti a lungo termine (inclusa la quota corrente in scadenza nei 12 mesi successivi) – 8.417.355 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 in due tranches nel 2012 dalla società del gruppo Enel Finance International NV, entrambi di durata decennale: 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%. I due finanziamenti sono stati oggetto di cessione pro soluto da Enel Finance International NV. ad Enel Italia S.p.A. nel corso del 2020. Tali prestiti sono rimborsabili alla scadenza e non sono garantiti.

Inoltre, tali voci accolgono, per complessivi euro 2.026.287 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 (erogato in due tranches: la prima per euro 400.000 migliaia e la seconda per euro 200.000 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% (per la sola seconda tranche), 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 2020 è pari a euro 240.000 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 2020 è pari a 248.387 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 2020 è pari a 304.000 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.; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2019 (l'importo residuo al 31 dicembre 2020 è pari a 234.000 migliaia).

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 euro 1.000.000 migliaia.

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%. Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 150 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2020 il loro costo ammortizzato risulta essere pari 50 migliaia. 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 quindicinale, 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 1.000.000 migliaia 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 quindicinale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

Il 30 marzo 2020, è stata totalmente erogata anche la terza ed ultima tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1.000.000 migliaia 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 41,7%, per una durata quindicinale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

L'importo residuo al 31 dicembre 2020 per i finanziamenti intrattenuti con la BEI per il progetto OPEN METER è pari a euro 1.000.000 migliaia.

Con riferimento a tutti i finanziamenti intrattenuti con la BEI, si precisa che l'importo rimborsato nell'anno 2020 è stato complessivamente pari a euro 105.914 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 714.667 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 concesso per finanziare gli 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'1,86% (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 1,71%. 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 2020 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 2020, sono stati pari a euro 72 migliaia.

A far data dal 1° gennaio 2019 e in applicazione del principio contabile IFRS 16, la Società rileva passività finanziarie per leasing a tasso fisso, connesse ai contratti di locazione di fabbricati, autovetture ed altri mezzi di trasporto e siti logistici per lo stoccaggio dei materiali intrattenuti dalla Società con società del gruppo (in particolare Enel Italia S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A.) e terzi.

Esse ammontano complessivamente a euro 174.002 migliaia (di cui euro 120.060 migliaia verso la società Enel Italia S.p.A., euro 4.803 migliaia verso la società Enel Produzione S.p.A. ed euro 49.139 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2020 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento netto per euro 41.097 migliaia, rimborsi pari ad euro 45.106 migliaia e altri movimenti di rettifica pari ad euro 6.967 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019, in migliaia di euro, inclusa la quota in scadenza nei dodici mesi successivi, aggregati per tipologia di finanziamento e di tasso d'interesse.

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
al 31.12.2020					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	2.299	2.299	75	2.224	2.531
- tasso variabile	2.741.054	2.740.954	195.247	2.545.707	2.732.950
- linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata)					
Totale finanziamenti bancari	2.743.353	2.743.253	195.322	2.547.931	2.735.481
Preference <i>shares</i>:					
- tasso fisso	-	-	-	-	-
- tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Finanziamenti non bancari:					
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	174.002	174.002	40.469	133.533	174.002
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile					
- altri finanziamenti - tasso fisso	5.500.000	5.500.000	-	5.500.000	6.011.918
- altri finanziamenti - tasso variabile					
Totale finanziamenti non bancari	5.674.002	5.674.002	40.469	5.633.533	6.185.920
Totale finanziamenti a tasso fisso	5.676.301	5.676.301	40.544	5.635.757	6.188.451
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.741.054	2.740.954	195.247	2.545.707	2.732.950
Totale	8.417.355	8.417.255	235.791	8.181.464	8.921.401

Migliaia di euro	Applicazione iniziale IFRS 16	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
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

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 31.12.2020		al 31.12.2019	al 31.12.2020	
Euro	8.417.255	8.417.355	8.373.650	4,14%	4,14%
Valuta estera	-	-	-	-	-
Totale valute non euro	-	-	-	-	-
TOTALE	8.417.255	8.417.355	8.373.650		

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti per leasing per controparte e tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Saldo	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2020		al 31.12.2020	
Passività da leasing - gruppo:	124.863	124.863		
- tasso fisso	124.863	124.863	0,98%	0,98%
- tasso variabile	-	-		
Passività da leasing - terzi:	49.139	49.139		
- tasso fisso	49.139	49.139	0,62%	0,62%
- tasso variabile	-	-		
TOTALE	174.002	174.002		

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari ricevuti nell'esercizio 2020:

Migliaia di euro

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)	30/03/2020	250.000	EUR	EURIBOR 6M + 0.4170%	Variabile	30/03/2035
Totale			250.000				

Finanziamenti a breve termine – 963.521 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2020 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
Finanziamenti bancari a breve termine	2	-	2
Conto corrente intersocietario	963.519	-	963.519
Totale	963.521	-	963.521

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo a debito dei conti correnti bancari e del conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante.

A partire dal 1° gennaio 2020, a seguito del un progetto di riorganizzazione delle società italiane del Gruppo, Enel Italia è subentrata ad Enel SpA nella gestione della tesoreria accentrata delle società italiane, fornendo servizi

finanziari alle sue controllate quali l'ottimizzazione della cassa e della struttura finanziaria nonché la copertura dei rischi finanziari.

Al 31 dicembre 2020, il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con Enel Italia S.p.A. risulta a debito per euro 957.499 migliaia. Alla stessa data, sono presenti in contabilità ulteriori euro 6.020 migliaia di addebiti in corso di verifica.

Il contratto di conto corrente intersocietario prevede l'addebito degli interessi sulla base della media mensile del tasso Euribor a 1 mese maggiorato di uno *spread* dello 0,70% e sui saldi creditori, aumentato di uno *spread* che varia mensilmente.

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 31.12.2020				al 31.12.2019			
	Prima della copertura		Dopo la copertura		Prima della copertura		Dopo la copertura	
%								
Tasso variabile	2.741.054	33%	1.333.634	16%	2.686.301	32%	1.202.753	14%
Tasso fisso	5.676.301	67%	7.083.720	84%	5.687.349	68%	7.170.897	86%
Totale	8.417.355	100%	8.417.355	100%	8.373.650	100%	8.373.650	100%

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

46.2.2 Utili (perdite) netti

Non si rilevano al 31 dicembre 2020 utili e perdite sulle varie categorie di strumento finanziario detenute dalla Società.

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.

Alla luce dell'andamento delle curve di incasso registratosi nel corso del 2020, il portafoglio commerciale di e-distribuzione ha dimostrato resilienza alla crisi pandemica globale, per cui non si registrano impatti da segnalare.

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, 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 Enel Italia.

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 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 per categoria*".

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 2020 e 31 dicembre 2019 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.407.419	1.483.548
Interest rate options	-	-
Totale	1.407.419	1.483.548

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. 47 "Derivati e hedge accounting".

L'ammontare dell'indebitamento a tasso variabile che non è oggetto di copertura del rischio di tasso di interesse rappresenta il principale elemento di rischio a causa del potenziale impatto negativo sul Conto Economico, in termini di maggiori oneri finanziari, nel caso di un eventuale aumento del livello dei tassi di interesse di mercato.

Al 31 dicembre 2020 il 33% (32% al 31 dicembre 2019) 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 2020, risulta essere coperto all'84% (86% al 31 dicembre 2019).

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 31.12.2020		al 31.12.2019	
	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)
Variazione degli oneri finanziari sul debito lordo a Lungo Termine a tasso variabile dopo le coperture	+/-25 bp	3.334	-	3.007	-
		(3.334)	-	(3.007)	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	+/-25 bp	-	-	-	-
		-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
<i>Cash Flow hedge</i>	+/-25 bp	-	24.271	-	27.268
		-	(24.271)	-	(27.268)
<i>Fair value hedge</i>	+/-25 bp	-	-	-	-
		-	-	-	-

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 2020 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 stipula con Enel Italia 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 WM/Reuters.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2020 e del 31 dicembre 2019, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Cross currency rate swaps (CCIRSs)	-	-
Currency forwards	98.689	252.748
Currency swaps	-	-
Totale	98.689	252.748

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	Aumento/riduzione nei tassi di cambio	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
		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)
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	+/- 10%	794	-	-	-
		(969)	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
Cash Flow hedge	+/- 10%	-	(8.155)	-	(22.250)
		-	9.962	-	27.141
Fair value hedge	+/- 10%	-	-	-	-
		-	-	-	-

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e-distribuzione 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 concluse con controparti del Gruppo (Enel Italia) sono gestite e monitorate 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 2020 e 2019 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo 46 "Strumenti Finanziari per categoria".

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	0,33%	426.752	1.493
Underperforming	Lifetime ECL	BB+ to C			-
			-	-	-
			-	-	-
					-
Non-performing		D	-	-	-
Total				426.752	1.493

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, sia verso controparti Terze che del Gruppo, valutati individualmente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2020			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	0,0%	238	-	238
Crediti Commerciali	23,5%	4.326.355	1.016.867	3.309.488
Crediti commerciali non scaduti	0,4%	3.008.029	12.941	2.995.088
Crediti commerciali scaduti:	76,2%	1.318.326	1.003.926	314.400
1 – 30 giorni	-2,8%	26.133	- 743	26.876
31 – 60 giorni	1,0%	12.055	126	11.929
61 – 90 giorni	-2,8%	3.800	- 106	3.906
91 – 120 giorni	-1,2%	4.394	- 54	4.448
121 – 150 giorni	26,3%	6.461	1.699	4.762
151 – 180 giorni	25,3%	2.095	531	1.564
più di 180 giorni (credit impaired)	79,3%	1.263.388	1.002.473	260.915
Altri Crediti	5,7%	585.589	33.552	552.037
Total	21,4%	4.912.182	1.050.419	3.861.763

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 2020			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	0,0%	-	-	-
Crediti Commerciali	38,4%	68.518	26.283	42.235
Crediti commerciali non scaduti	4,0%	3.139	127	3.012
Crediti commerciali scaduti:	40,0%	65.379	26.156	39.223
1 – 30 giorni	2,4%	378	9	369
31 – 60 giorni	2,1%	795	17	778
61 – 90 giorni	4,4%	413	18	395
91 – 120 giorni	16,3%	- 1.272	- 207	- 1.065
121 – 150 giorni	7,9%	1.121	88	1.033
151 – 180 giorni	4,5%	2.478	112	2.366
più di 180 giorni (credit impaired)	42,5%	61.466	26.119	35.347
Total	38,4%	68.518	26.283	42.235

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.

A partire dal 1° gennaio 2020 Enel SpA ha conferito ad Enel Italia le partecipazioni in e-distribuzione ed in altre società italiane del Gruppo. Nell'ambito di tale progetto di riorganizzazione, inoltre, Enel Italia è subentrata ad Enel SpA nella gestione della tesoreria accentrata delle società italiane, fornendo servizi finanziari alle sue controllate quali l'ottimizzazione della cassa e della struttura finanziaria nonché la copertura dei rischi finanziari.

Il *forecasting* dei flussi di cassa è predisposto dalla Società in collaborazione con la Finanza di Enel Italia che monitora in maniera *rolling* le previsioni sulle esigenze di liquidità della Società, al fine di assicurare le disponibilità liquide sufficienti per soddisfare le esigenze operative.

La società al 31 dicembre 2020 ha un fido di cassa con Enel Italia di 2.500 milioni di euro utilizzato per 957 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				
	Minore di 3 mesi	Tra 3 mesi e 1 anno	da 1 a 2 anni	Tra 2 e 5 anni	Maggiore di 5 anni
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	75	77	242	1.905
- tasso variabile	-	195.247	213.420	812.987	1.519.300
Totale	-	195.322	213.497	813.229	1.521.205
Finanziamenti non bancari:					
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	10.212	30.257	35.535	55.147	42.851
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	-	-	5.500.000	-	-
- altri finanziamenti - tasso variabile	-	-	-	-	-
Totale	10.212	30.257	5.535.535	55.147	42.851
Derivati:					
Derivati di FVH	-	-	-	-	-
Derivati di CFH	(7.993)	-	-	-	(157.183)
Derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Totale	(7.993)	-	-	-	(157.183)
Debiti commerciali e altri debiti	2.785.837	78	-	-	11
Debiti per leasing finanziari	-	-	-	-	-
Garanzie finanziarie	-	-	-	-	-
Altre passività finanziarie	-	-	-	-	-
TOTALE	2.788.056	225.657	5.749.032	868.376	1.406.884

48. Derivati e Hedge Accounting

48.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono rilevati inizialmente al *fair value*, alla data di negoziazione del contratto, e successivamente sono rimisurati al loro *fair value*. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite relativi a un derivato è dipendente dalla designazione dello stesso quale strumento di copertura, e in tal caso dalla natura dell'elemento coperto.

L'*hedge accounting* è applicato ai contratti derivati stipulati al fine di ridurre i rischi di tasso di interesse, rischio di cambio e rischio di prezzo delle commodity 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 2020 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 2020 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 2020 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 2020, 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 Refinitiv 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 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
DERIVATI ATTIVI								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	56.962	-	682
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	56.962	-	682
Coperture di investimenti netti in gestioni estere	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI ATTIVI	-	-	-	-	-	56.962	-	682

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
DERIVATI PASSIVI								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.407.419	1.483.548	157.183	138.779	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	96.407	-	2.105	89.936	99.378	7.993	882
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	1.407.419	1.579.955	157.183	140.884	89.936	99.378	7.993	882
Coperture di investimenti netti in gestioni estere	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI PASSIVI	1.407.419	1.579.955	157.183	140.884	89.936	99.378	7.993	882

Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse e associati rischi

Overview

Gli indici di riferimento basati sui mercati interbancari (Interbank Offered Rates, “IBORs”) rappresentano tassi di riferimento ai quali le banche possono prendere in prestito fondi nel mercato interbancario su base non garantita, per un dato periodo che va dall’overnight ai dodici mesi, in una determinata divisa.

Negli anni recenti ci sono stati vari casi di manipolazione di tali tassi da parte delle banche che contribuiscono al loro calcolo, e per questa ragione gli enti regolatori nel mondo hanno iniziato una fondamentale riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse, che include la sostituzione di alcuni indici di riferimento con tassi di riferimento alternativi privi di rischio (“riforma IBOR”).

In un contesto di significativa incertezza che riguarda la tempistica e i metodi di transizione nei vari paesi, il Gruppo sta finalizzando la valutazione dell’impatto sui contratti dopo averne definito il perimetro globale in termini di numerosità e di valore nominale degli stessi attraverso una raccolta basata su base di contribuzione sia delle Countries che delle Linee di Business. Inoltre stanno iniziando ad essere implementate modifiche contrattuali seguendo un graduale processo che continuerà nel 2021, soggetto a variabilità basata sull’evoluzione della riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse e sui tassi di riferimento alternativi privi di rischio connessi alla liquidità di mercato.

Derivati

Per scopi di gestione del rischio la Società detiene interest rate swaps e cross currency interest rate swaps che sono designati, per la maggior parte, come relazioni di copertura di cash flow hedge, con solo una parte minoritaria designata come relazioni di copertura di tipo fair value hedge.

Gli interest rate swaps e cross currency interest rate swaps sono essenzialmente indicizzati o all’Euribor o al Libor in dollari o sterline. Gli strumenti derivati della Società sono gestiti tramite contratti principalmente basati su accordi quadro definiti ISDA (“International Swaps and Derivatives Association”).

ISDA ha rivisto i suoi contratti standardizzati alla luce della riforma degli indici di riferimento e prevede di modificare le definizioni ISDA del 2006 relative ai tassi variabili per includere clausole di sostituzione, applicabili alla dismissione permanente di alcuni indici di riferimento chiave. L’ISDA ha pubblicato un supplemento per modificare le definizioni ISDA 2006 (*ISDA Fallback supplement*) e un protocollo per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le modifiche alle definizioni dei tassi variabili nelle transazioni in derivati stipulate prima dell’entrata in vigore del supplemento (*ISDA Fallback protocol*). La Società sta valutando se aderire o meno al suddetto protocollo, monitorando anche se altre controparti stiano aderendo. In caso di cambiamento del piano o se ci fossero controparti che non aderiscono al protocollo, la Società negozierebbe bilateralmente con loro circa l’inclusione di nuove clausole di sostituzione.

Relazioni di copertura

La Società ha valutato l’impatto dell’incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2020 con riferimento sia agli strumenti di copertura che agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti che gli strumenti di copertura della Società cambieranno parametrizzazione passando da indici di riferimento basati su mercati interbancari (IBORs) a tassi sostitutivi di riferimento privi di rischio (RFRs) come risultato delle modifiche contrattuali che saranno efficaci durante il 2021. In particolare per gli strumenti di copertura indicizzati all’Euribor il tasso sostitutivo sarà basato sull’Euro STR (Euro Short-Term Rate), mentre per quelli indicizzati al LIBOR in dollari

e sterline la nuova indicizzazione sarà basata rispettivamente al SOFR (Secured Overnight Index Average) e al SONIA (Sterling Overnight Index Average).

L'esposizione più significativa della Società è riferita all'Euribor, insieme a importanti esposizioni anche al LIBOR in sterline e dollari; tuttavia è sicuramente dal lato euro che l'incertezza sulle tempistiche del processo di sostituzione è più alta.

Comunque, anche se la Società si aspetta che gli indici di riferimento basati su mercati interbancari cessino di esistere dopo la fine del 2021, esiste incertezza sulla tempistica e sulle modalità di sostituzione di tali indici con riferimento sia ai connessi elementi coperti che agli strumenti di copertura. La Società sta quindi applicando le modifiche all'IFRS 9 emesso a settembre 2019 a quelle relazioni di copertura direttamente impattate dalla riforma IBOR.

Le relazioni di copertura impattate dalla riforma IBOR potrebbero incorrere in un'inefficacia attribuibile alle aspettative degli attori di mercato riguardo il momento in cui avverrà il passaggio dagli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse basati sui mercati interbancari a quelli alternativi. Questa transizione potrebbe avvenire in tempi diversi per gli elementi coperti e gli strumenti di copertura e portare alla rilevazione di inefficacia; in ogni caso la Società lavorerà per applicare il meccanismo di sostituzione nello stesso momento.

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	2020			2019		
	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	52.342	(29.273)	(1.285)	67.915	(27.048)	(397)
Copertura del tasso di cambio	6.863	-	(155)	396	-	-
Copertura del prezzo di commodity	-	-	-	-	-	-
Derivati di copertura	59.205	(29.273)	(1.440)	68.311	(27.048)	(397)

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 2020 e al 31 dicembre 2019, suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
al 31.12.2020	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	-	-	1.407.419	1.407.419
- Average IRS rate	-	-	-	-	-	1,643	-

al 31.12.2019	2020	2021	2022	2023	2024	Oltre	Totale
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	-	-	1.483.548	1.483.548
- Average IRS rate	-	-	-	-	-	1,702	-

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 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	-	157.183	1.407.419	-
		-	138.779	-	1.483.548
Totale		-	157.183	1.407.419	-
				138.779	1.483.548

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 2020 e al 31 dicembre 2019, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Derivati								
Cash flow hedge								
Interest rate swap	-	-	-	-	1.407.419	1.483.548	157.183	138.779
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso	-	-	-	-	1.407.419	1.483.548	157.183	138.779

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					Oltre
		al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2024	
CFH su tasso d'interesse							
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(157.183)	(30.125)	(27.595)	(23.998)	(20.260)	(16.180)	(39.375)

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 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
al 31.12.2020							
Currency forward							
- Notional value - currency forward EUR/USD	89.936	-	-	-	-	-	89.936
- Average currency forward rate - EUR/USD	1,129	-	-	-	-	-	1,129
al 31.12.2019							
Currency forward							
- Notional value - currency forward EUR/USD	156.340	96.407	-	-	-	-	252.748
- Average currency forward rate - EUR/USD	1,133	1,129	-	-	-	-	1,131

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 2020 e al 31 dicembre 2019, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro	Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2020		al 31.12.2019	
			Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
	Cross currency interest rate swap (CCIRS)	Debiti denominati in valuta estera	-	-	-	-
	Currency forward	Acquisti futuri di beni di investimento denominati in valuta estera	(7.993)	89.936	(2.305)	252.748
	Totale		(7.993)	89.936	(2.305)	252.748

Infine, di seguito sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2020 e al 31 dicembre 2019 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019	al 31.12.2020	al 31.12.2019
Derivati								
Cash flow hedge								
Currency forward		56.962		682	89.936	195.785	7.993	2.987
CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di cambio	-	56.962	-	682	89.936	195.785	7.993	2.987

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					Oltre
		al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2024	
CFH su tasso di cambio							
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(7.993)	(7.992)	-	-	-	-	-

L'impatto del Covid-19 sui temi legati alla gestione del rischio è stato limitato e comunque non tale da influenzare direttamente e in misura significativa la valutazione degli strumenti derivati e l'esito delle verifiche di efficacia sulle coperture del rischio cambio e tasso. La volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari durante la pandemia, in molti casi è rientrata ai livelli pre-Covid-19 e comunque è stata compensata da azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari derivati.

In relazione alle esposizioni al rischio coperto, si sono registrati slittamenti temporali nei piani di consegne degli smart meter che hanno però determinato solo lievi inefficacie nell'applicazione dell'hedge accounting. La realizzazione del progetto rimane altamente attesa e la possibilità di attuare strategie rolling, cautela il Gruppo da problemi di timing nella gestione di tali progetto.

Anche i sottostanti finanziari non hanno risentito dell'impatto negativo del Covid-19. Non si sono registrate variazioni nelle esposizioni né negli strumenti di hedging.

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 31.12.2020	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2020	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Attività finanziarie al FVOCI									
Derivati al fair value through profit or loss:									
Totale		-	-	-	-	350	-	350	-
Attività finanziarie al fair value through profit or loss:									
Totale		12.625	-	-	12.625	12.625	-	-	12.625
Rimanenze		-	-	-	-	-	-	-	-
Altre attività		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		12.625	-	-	12.625	12.975	-	350	12.625
Valutazioni non ricorrenti al fair value									
Totale valutazioni non ricorrenti al fair value		12.625	-	-	12.625	12.975	-	350	12.625

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

Per le attività finanziarie non valutate al *fair value*, si ritiene che il loro valore contabile al 31 dicembre 2020 rappresenti un'approssimazione ragionevole del *fair value*.

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		Fair value		Fair value		Fair value	
		al	Livello	Livello	Livello 3	al	Livello	Livello 2	Livello
31.12.2020	1	2		31.12.2020	1		3		
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Contratti derivati									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		157.183		157.183		-		-	-
sul rischio di tasso di cambio		-		-		7.993		7.993	-
sul rischio di prezzo su commodity		-		-		-		-	-
Derivati embedded		-		-		-		-	-
Totale		157.183		157.183		7.993		7.993	
Totale valutazioni ricorrenti al fair value		157.183		157.183		7.993		7.993	
Valutazioni non ricorrenti al fair value									
Totale valutazioni non ricorrenti al fair value		157.183		157.183		7.993		7.993	

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 31.12.2020	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti:					
Finanziamenti bancari:					
- a tasso fisso		2.531	-	2.531	-
- a tasso variabile		2.732.950	-	2.732.950	-
Totale		2.735.481		2.735.481	
Finanziamenti verso altri:					
- a tasso fisso		6.185.920	-	6.185.920	-
- a tasso variabile		-	-	-	-
Totale		6.185.920		6.185.920	
Totale		8.921.401		8.921.401	

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 2020:

Migliaia di euro

	Ricavi				Costi		
	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
Capogruppo Enel SpA	-	-	-	-	25.479	-	14.588
Controllante Enel Italia SpA	-	144	631	4.291	177.585	26.503	277.754
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	12.418	3.297.595	-	16.362	132.297	862	102.230
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1.662.596	-	16.362	1.242	-	-
Enel Energia SpA	-	1.565.533	-	-	1.737	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	1.999	6.523	-	-	130.049	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	(1.367)	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	102.208
Open Fiber SpA	-	58.069	-	-	9	346	-
Endesa Distribucion Electrica SL	27	947	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	(162)	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	729	-	-	301	-	-
Enel Produzione SpA	-	2.595	-	-	125	516	22
E-Distributie Muntenia SA	4.667	110	-	-	122	-	-
Enel Trade SpA	-	14	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	2.836	136	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	2.838	244	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	51	261	-	-	79	-	-
Altre parti correlate:	-	204.856	-	-	1.850.966	-	12.912
GSE	-	413	-	-	5	-	453
GME	-	-	-	-	183.323	-	-
Poste Italiane	-	6	-	-	54	-	-
ENI	-	38.868	-	-	12.778	-	-
Terna	-	18.822	-	-	1.490.889	-	7
Fopen	-	-	-	-	17.661	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	76.226	-	-	540	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	127	-	-	95	-	-
Gruppo CdP	-	42.568	-	-	142.382	-	12.452
Anas	-	1.494	-	-	1.214	-	-
Gruppo MPS	-	2	-	-	36	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	1.833	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	25.572	-	-	12	-	-
Altre	-	758	-	-	144	-	-
Totale	12.418	3.502.595	631	20.653	2.186.327	27.365	407.484

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 2020:

	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
Capogruppo Enel SpA	-	-	5.675	-	-	-	7	61.547	-	-	67.144	-	-	26.378	-	12.483	-	25.475	-	-	-
Controllante Enel Italia SpA	118.873	-	-	579	-	6.370	177	-	5.599.508	157.183	-	75	-	50.851	-	1.067.302	-	6	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	50.402	-	-	1.358.366	-	-	46	-	4.806	-	-	1.454.744	211	249.512	-	875	206.442	8.438	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	553.270	-	-	-	-	-	-	-	918.777	211	15.520	-	-	108.451	4.750	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	731.128	-	-	-	-	-	-	-	380.246	-	585	-	-	75.884	3.688	-	-	-
Enel Finance International NV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	-	-	-	12.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227.178	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	154	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.207	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Distribucion Electrica SL	-	-	-	7.197	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	618	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	357	-	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	2.094	-	-	-	-	-	-	-	2	-	74	-	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	4.795	-	-	1.552	-	-	-	4.806	-	-	2.311	-	-	584	-	875	598	-	-	-	-
E-Distributiv Muntenia SA	-	-	-	6.096	-	-	-	-	-	-	-	-	-	953	-	-	-	-	-	-	-
Open Fiber SpA	45.607	-	-	33.432	-	-	46	-	-	-	150.958	-	-	83	-	-	20.891	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	-	-	141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	-	4.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	-	2.466	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributiv Banat SA	-	-	-	1.760	-	-	-	-	-	-	-	-	-	514	-	-	-	-	-	-	-
Enel Energie SA	-	-	-	166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributiv Dobrogea SA	-	-	-	1.766	-	-	-	-	-	-	-	-	-	387	-	-	-	-	-	-	-
Enel.Si Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	962	-	-	-	-	-	-	-	2.450	-	1.058	-	-	399	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	207	1	69.643	-	-	16.987	-	-	625.333	-	9.825	-	1.027.951	-	89.360	974	34.623	50	192.793	104.555
GSE	-	-	-	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	737.854	-	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	-	14.944	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	14	-	-	74	-	-	-	-	1	-	3	-	-	-	-	2	8.786	-
ENI	-	-	-	2.943	-	-	26	-	-	-	-	2.677	-	343	-	-	297	3.397	-	147.845	37.666
Terna	-	-	-	24.006	-	-	-	-	-	-	-	659	-	141.265	-	-	73	8.152	-	-	7.329
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.582	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	-	6.890	-	-	338	-	-	-	-	1.953	-	1.134	-	-	217	11.657	3	36.162	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26	-	-	-	-	-	-	2.482
Gruppo CdP	-	207	-	30.615	-	-	-	-	-	625.333	-	308	-	140.066	-	89.360	34	2.258	-	-	55.003
Anas	-	-	1	2.759	-	-	1.605	-	-	-	-	-	-	4.055	-	-	-	65	45	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	2.068	-	-	-	-	-	-	-	83	-	-	-	-	9	29	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.115	-	-	-	-	-	-	2.070
Altre	-	-	-	303	-	-	-	-	-	-	-	4.144	-	90	-	-	344	483	-	-	5
Totale	169.275	207	5.676	1.428.588	-	6.370	17.217	61.547	5.604.314	782.516	67.144	1.464.644	211	1.355.750	-	1.170.020	201.512	68.542	50	192.793	104.555

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 e non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Fondo svalutazione e crediti	Attività finanziarie e correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie e non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività a non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie e correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impieghi	
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Società del Gruppo	153.97	-	-	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	-	-	-	5.848	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.386	-	-	-	-	-	-	-	
Enel Italia Srl	128.97	-	-	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 Servicii 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	12,8	-	
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	153.97	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	12,8	

Nell'ambito di una riorganizzazione del Gruppo Enel volta ad ottimizzare la gestione delle attività svolte in ciascuna country, a decorrere dal 1° gennaio 2020, Enel Italia S.p.A. (già Enel Italia S.r.l.):

- ha acquisito il ruolo di sub-holding per l'Italia e l'assunzione e la gestione delle partecipazioni delle società del gruppo ivi operanti da Enel S.p.A., inclusa la partecipazione in e-distribuzione S.p.A. E', inoltre, subentrata ad Enel S.p.A nella gestione della tesoreria accentrata delle società italiane, fornendo servizi finanziari alle sue controllate quali l'ottimizzazione della cassa e della struttura finanziaria nonché la copertura dei rischi finanziari;
- ha conferito alla neocostituita Enel Global Services S.r.l. le risorse dei Digital Hub, Amministrazione, Finanza e Controllo, Personale e Organizzazione, Comunicazione e *Procurement*, insieme alle risorse di Global Digital Solutions e Global Procurement dedicate a staff e a quelle allocate in unità trasversali, unitamente ai relativi contratti attivi e passivi;
- ha conferito alle società capofila di ciascuna Global Business Line, fra le quali Enel Global Infrastructure and Network S.r.l., i rami d'azienda *Global Digital Solutions* e *Procurement* dedicati alle rispettive divisioni, unitamente ai relativi contratti attivi e passivi.

Inoltre, Enel Italia S.p.A. è altresì subentrata ad Enel Finance International N.V nella titolarità dei contratti di Finanziamento a medio/lungo termine ricevuti da e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2012.

I finanziamenti e apporti di capitale e le passività finanziarie verso Enel Italia S.p.A. presenti al 31 dicembre 2020 riguardano pertanto sia i debiti per Finanziamenti a medio/lungo termine che il saldo del conto corrente intersocietario; per maggiori informazioni si rinvia alla Nota Esplicativa n. 46 "Strumenti finanziari per categoria".

I proventi e gli oneri finanziari verso Enel Italia S.p.A. rappresentano, principalmente, gli interessi maturati sui finanziamenti a medio/lungo termine e sul conto corrente intersocietario, oltre agli effetti economici dei contratti derivati, per le cui condizioni si rinvia alle Nota Esplicativa n. 47 "Risk Management".

Per ulteriori informazioni si rinvia alle Note Esplicative delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

Compensi degli Amministratori e Sindaci

I compensi dei tre componenti il Collegio Sindacale, ai quali sono attribuite collegialmente anche le funzioni di Organismo di Vigilanza di e-distribuzione ex D. Lgs. 231/2001, sono pari complessivamente a euro 90 migliaia annui.

Gli Amministratori, in quanto dirigenti del Gruppo Enel, non percepiscono dalla Società alcun compenso per lo svolgimento di tale incarico.

51. Impegni contrattuali e garanzie

Il saldo e le variazioni sono riportati di seguito:

	al 31.12.2020	al 31.12.2019	2020-2019
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	313.835	287.196	26.639
- appalti	1.152.267	1.290.590	(138.323)
- ordini	1.207.954	1.013.423	194.531
- altri acquisti	824.213	223.894	600.319
Totale	3.184.434	2.527.907	656.527
TOTALE	3.498.269	2.815.103	683.166

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 313.835 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 287.196 migliaia al 31 dicembre 2019). 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.

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.

Successivamente, Cattolica ha proposto appello avverso la citata sentenza di primo grado del 21 ottobre 2013 avanti alla Corte d'Appello di Roma che, con sentenza n. 6339/2018 del 9.10.2018, ha rigettato, unitamente agli 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.

Il giudizio al 31 dicembre 2020 è ancora pendente.

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.

Nel corso del 2020 non ci sono stati aggiornamenti in merito da segnalare.

Avvio di procedimento sanzionatorio in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile

Con determina DSAI/60/2018/eel del 2 ottobre 2018, 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. Il 7 febbraio 2020, l'Autorità ha reso noto di aver proceduto all'affidamento di un'attività consulenziale sui temi oggetto del procedimento a favore dell'operatore GRID PARITY 2 S.r.l.

I termini del procedimento sono quindi attualmente sospesi fino alla ricezione delle conclusioni del consulente esterno.

Canoni non ricognitori

Nel corso degli ultimi anni, sono state avanzate da parte di Comuni alcune richieste di pagamento nei confronti di e-distribuzione S.p.A. per canoni previsti dall'art. 27 del Codice della Strada (cd. "canoni non ricognitori") per l'occupazione del suolo pubblico con gli impianti elettrici.

A partire dal 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 ai Comuni 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. da parte di alcuni Tar, tra cui quello della Lombardia, e a giugno 2016 sono intervenute le prime sentenze del Consiglio di Stato, anch'esse favorevoli alle ragioni di e-distribuzione S.p.A.

Tali decisioni, 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.

A seguito delle suddette sentenze del Consiglio di Stato risulta confermato, anche al 31 dicembre 2020, l'orientamento giurisprudenziale sopraindicato, in ragione del quale i regolamenti comunali oggetto di impugnativa sono stati annullati.

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 2020, 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.

Nel 2020 non risultano ricevute erogazioni ulteriori rispetto a quelle riportate nel suddetto Registro.

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

Migliaia di euro

Ente beneficiario	Incentivi erogati nel 2020	Descrizione del contributo erogato
Enel Cuore Onlus	9.000	Erogazione liberale per sostenere iniziative volte a contrastare l'emergenza da COVID-19 – ai sensi del D.L. "Cura Italia" del 16 marzo 2020
Fondazione Centro Studi Enel	1.655	50% a saldo Contributo liberale 2019
Fondazione Centro Studi Enel	1.403	50% Contributo liberale 2020
Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno	47	Donazione di 66 piccoli gruppi elettrogeni al Comando dei Vigili del Fuoco di Belluno.
Azienda Sanitaria Locale BT	22	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
Comune di Crema	29	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
Soggetto Attuatore Emergenza Covid-19 Calabria	40	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
Azienda Ospedaliera Regionale San Carlo	48	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
Azienda Ospedaliera Di Perugia	49	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19
A.S.M. Azienda Sanitaria Locale Di Matera	87	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia COVID-19

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 2020:

> “*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.

> “*Amendment to IFRS 16: COVID 19-related rent concessions*”, emesso il 28 maggio 2020 al fine di consentire ai locatari di non contabilizzare concessioni sui canoni (sospensione dei canoni, dilazioni dei pagamenti dovuti per il leasing, riduzioni di canoni per un periodo di tempo, eventualmente seguite da aumenti dei canoni di locazione in periodi futuri) come modifiche del leasing se sono una diretta conseguenza della pandemia di COVID-19 e soddisfano determinate condizioni. Secondo l'IFRS 16, una modifica del leasing è una modifica dell'oggetto o del corrispettivo di un leasing non prevista nei termini e nelle condizioni contrattuali originarie del leasing; pertanto, le concessioni sui canoni sarebbero modifiche del leasing, a meno che non fossero previste nel contratto originale del leasing. La modifica si applica solo ai locatari, mentre i locatori sono tenuti ad applicare le disposizioni attuali dell'IFRS 16. La modifica, che si applica retrospettivamente a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° giugno 2020 o successivamente, non è stata adottata anticipatamente dal Gruppo.

> “*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 cosa si intende per diritto di una società a differire il regolamento e che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
- 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;
- che esiste un diritto di differire solo se la società soddisfa le condizioni specificate nel contratto di prestito alla fine dell'esercizio, anche se il creditore non verifica la conformità fino a una data successiva; e
- che il regolamento si riferisce al trasferimento alla controparte di liquidità, strumenti rappresentativi di capitale, altri beni o servizi.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> “*Amendments to IFRS 3 - Reference to the Conceptual Framework*” emesso a maggio 2020. Le modifiche intendono sostituire un riferimento alle definizioni di attività e passività fornite dal *Revised Conceptual Framework for Financial Reporting* emesso a marzo 2018 (*Conceptual Framework*) senza modificare in modo significativo le sue disposizioni.

Le modifiche hanno anche aggiunto all'IFRS 3 una disposizione (in base alla quale, relativamente alle operazioni e altri eventi che rientrano nell'ambito di applicazione dello IAS 37 *Accantonamenti, passività e attività potenziali* o

IFRIC 21 *Tributi*, un acquirente applica, invece del *Conceptual Framework*, i suddetti principi per identificare le passività che ha assunto in un'aggregazione aziendale.

Infine, le modifiche chiariscono le linee guida esistenti nell'IFRS 3 per le attività potenziali acquisite in un'aggregazione aziendale, specificando che, se non è sicuro che un'attività esista alla data di acquisizione, la possibile attività non si qualifica per la rilevazione contabile

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente.

> “*Amendments to IAS 16 - Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use*”, emesso a maggio 2020. Le modifiche vietano alle società di dedurre dal costo di un elemento di immobili, impianti e macchinari qualsiasi provento derivante dalla vendita di elementi prodotti mentre si porta tale bene nel luogo e nelle condizioni necessarie al funzionamento nel modo inteso dalla direzione aziendale. Al contrario, una società deve rilevare i proventi derivanti dalla vendita di tali elementi e i costi relativi alla loro produzione a conto economico. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> “*Amendments to IAS 37 - Onerous Contracts - Costs of Fulfilling a Contract*”, emesso a maggio 2020. Le modifiche specificano quali costi una società include nella determinazione del costo necessario all'adempimento di un contratto al fine di valutare se il contratto è oneroso. A tal fine, il "costo necessario all'adempimento" di un contratto comprende i costi che si riferiscono direttamente al contratto; questi ultimi possono essere o costi incrementali necessari per l'adempimento di tale contratto oppure un'allocazione di altri costi che si riferiscono direttamente all'adempimento del contratto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> “*Annual improvements to IFRS Standards 2018-2020*”, emesso a maggio 2020. Il documento apporta principalmente modifiche ai seguenti principi:

- “*IFRS 1 Prima Adozione degli International Financial Reporting Standards*”, la modifica semplifica l'applicazione dell'IFRS 1 per una società partecipata (controllata, collegata e joint venture) che diventa neo-utilizzatrice degli IFRSs dopo la sua controllante/partecipante. In particolare, se la società partecipata adotta gli IFRSs dopo la sua controllante/partecipante e applica l'IFRS 1.D16 (a), allora tale società partecipata può scegliere di misurare le differenze cumulative di conversione per tutte le gestioni estere agli importi inclusi nel bilancio consolidato della controllante/partecipante, basato sulla data di transizione di quest'ultima agli IFRSs.

- “*IFRS 9 Strumenti Finanziari*”; con riferimento alle commissioni incluse nel test del '10 per cento' per la derecognition delle passività finanziarie, la modifica chiarisce quali sono le commissioni che una società include nel valutare se i termini di una passività finanziaria (nuova o modificata) siano sostanzialmente diversi dai termini della passività finanziaria originaria. In particolare, queste commissioni includono solo quelle pagate o ricevute tra il debitore e il creditore, comprese le commissioni pagate o ricevute dal debitore o dal creditore per conto dell'altro;

- “*IFRS 16 Leasing*”; l'International Accounting Standards Board ha modificato l'*Esempio illustrativo 13* che accompagna l'IFRS 16 *Leasing*. In particolare, la modifica elimina la probabile confusione nell'applicazione dell'IFRS 16 per il modo in cui l'*Esempio illustrativo 13* aveva illustrato i requisiti per gli incentivi al leasing. In effetti, l'esempio includeva un rimborso per miglorie su beni di terzi senza fornire una spiegazione sul fatto che il rimborso soddisfacesse la definizione di incentivo al leasing. La modifica rimuove dall'esempio l'illustrazione del rimborso relativa a miglorie su beni di terzi;

- “*IAS 41 Agricoltura*”; la modifica rimuove la disposizione di escludere i flussi di cassa dalla tassazione quando si valuta il fair value. Pertanto, la società deve utilizzare flussi finanziari al netto delle imposte e un'aliquota al netto delle imposte per attualizzare tali flussi finanziari

Le modifiche devono essere applicate prospetticamente, previa approvazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> *“Amendments to IFRS 9, IAS 39, IFRS 7, and IFRS 16 - Interest Rate Benchmark Reform - Phase 2”*, emesso ad Agosto 2020. Le modifiche integrano quelle emesse nel 2019 (*“Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - Fase 1”*) e affrontano temi che potrebbero influire sull'informativa finanziaria dopo che un indice di riferimento è stato riformato o sostituito con un tasso di riferimento alternativo per effetto della riforma. Gli obiettivi delle modifiche della *Fase 2* sono di assistere le società: (i) nell'applicare gli IFRSs quando vengono apportate modifiche ai flussi finanziari contrattuali o alle relazioni di copertura a causa della riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse; e (ii) nel fornire informazioni utili agli utilizzatori del bilancio.

Inoltre, quando le esenzioni della *Fase 1* cessano di essere applicabili, le società sono tenute a modificare la documentazione della relazione di copertura per riflettere i cambiamenti richiesti dalla riforma IBOR entro la fine dell'esercizio durante il quale vengono apportate le modifiche (tali modifiche non costituiscono una cessazione della relazione di copertura). Gli importi accumulati nella riserva di cash flow hedge, quando si modifica la descrizione di un elemento coperto nella documentazione della relazione di copertura, si ritengono basati sul tasso di riferimento alternativo in base al quale sono determinati i flussi finanziari futuri coperti.

Le modifiche richiederanno di fornire informazioni aggiuntive circa l'esposizione della società ai rischi derivanti dalla *Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse* e sulle relative attività di gestione del rischio

Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2021 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> *“Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2 - Disclosure of Accounting Policies”*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di supportare le società nel decidere quali principi contabili illustrare in bilancio. Le modifiche allo IAS 1 richiedono alle società di fornire informazioni sui principi contabili rilevanti, piuttosto che su quelli significativi. Una guida su come applicare il concetto di materialità all'informativa sui principi contabili è fornita dalle modifiche all'IFRS Practice Statement 2. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente. È consentita un'applicazione anticipata.

> *“Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates”*, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di supportare le società nel distinguere tra cambiamenti nei principi contabili e cambiamenti nelle stime contabili; la definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con una definizione di stime contabili come “importi monetari che in bilancio sono soggetti ad incertezza nella misurazione”. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 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

Non si segnalano fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

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 KPMG S.p.A., cui è stato conferito l'incarico di revisione legale dei conti per il triennio 2020 – 2022:

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (Migliaia di euro)
e-distribuzione SpA		
Revisione contabile	- KPMG SpA	282
Altri servizi:		
- Svolgimento procedure di verifica previste da contratto-quadro di cessione di crediti	- KPMG SpA	32
- Unbundling	- EY SpA	50
Totale		364

Si precisa che il compenso della Società di revisione EY S.p.A. si riferisce all'incarico di revisione legale dell'Unbundling relativo all'anno 2019.

57. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2019 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	2019
Ricavi	114
Costi	496
Proventi da partecipazioni	5.548
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(424)
Imposte	(50)
UTILE DELL'ESERCIZIO	4.792

Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2019

ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	77
Partecipazioni	47.858
Attività finanziarie non correnti	1.145
Altre attività non correnti	463
Totale	49.543
Attività correnti	
Crediti commerciali	255
Attività finanziarie correnti	3.026
Altre attività correnti	958
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.153
Totale	8.392
TOTALE ATTIVITA'	57.935
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	29.586
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	14.206
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	407
Passività finanziarie non correnti	1.536
Altre passività non correnti	21
Totale	16.170
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	9.469
Debiti commerciali	84
Passività finanziarie correnti	417
Altre passività correnti	2.209
Totale	12.179
TOTALE PASSIVITA'	28.349
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	57.935

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 23 aprile 2020 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 2020 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 2020 la Società ha approvato:

- l'aggiornamento della Parte Generale del Modello, al fine di garantire maggiore efficienza e semplificazione del Modello stesso. Inoltre è stato attribuito all'Assemblea degli Azionisti il compito di assegnare all'Organo di Controllo la funzione di Organismo di Vigilanza;
- l'aggiornamento della Parte Speciale D (Reati contro la personalità individuale, di intermediazione illecita e sfruttamento del lavoro e di impiego di cittadini di paesi terzi il cui soggiorno è irregolare) al fine di

prevedere nel novero dei reati presupposto i reati di “Intermediazione illecita e sfruttamento del lavoro” (art. 603-bis c.p.), “Disposizioni contro le immigrazioni clandestine” (Legge 161 del 4/11/2017), “Propaganda e istigazione a delinquere per motivi di discriminazione razziale etnica e religiosa” (art. 604-bis c.p.), di individuare le fattispecie di reato concretamente applicabili alla Società, di specificare le aree a rischio e le attività sensibili con una focalizzazione al business della Società e di introdurre l’espreso riferimento, tra i documenti aziendali a cui tutti gli Esponenti della Società devono attenersi, alla Policy sui Diritti Umani.

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.

Fin dal 16 aprile 2002, e-distribuzione S.p.A. ha recepito, nel testo adottato dal Consiglio di Amministrazione di Enel S.p.A., il “Codice Etico” che identifica gli impegni e le responsabilità etico-sociali che sono tenuti ad assumere tutti coloro che operano in nome e per conto del Gruppo Enel nella conduzione degli affari e delle attività aziendali.

In particolare, il Codice Etico si articola in:

- principi generali nelle relazioni con gli stakeholders, che definiscono i valori di riferimento cui la Società si ispira nello svolgimento delle varie attività. Nell’ambito di tali principi si ricordano in particolare: l’onestà, l’imparzialità, la riservatezza, la valorizzazione dell’investimento azionario, il valore delle risorse umane, la trasparenza e completezza dell’informazione, la qualità dei servizi, la tutela dell’ambiente;
- criteri di condotta verso ciascuna classe di stakeholders, che forniscono nello specifico le linee guida e le norme alle quali i collaboratori della Società sono tenuti ad attenersi per garantire il rispetto dei principi generali e per prevenire il rischio di comportamenti non etici;
- meccanismi di attuazione, che descrivono il sistema di controllo preordinato ad assicurare l’osservanza del Codice Etico ed il suo continuo miglioramento.

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 4 dicembre 2020 è stato emesso il documento che attesta il mantenimento della Certificazione da parte della Società, confermando l’efficacia del sistema di controllo già in essere a prevenzione dei rischi reato per la corruzione sia verso la Pubblica Amministrazione che verso i privati.

Proposte all'Assemblea

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'Utile netto dell'esercizio, pari ad euro 1.452.686.484,42 come segue:

- quanto a euro 1.234.740.000,00 come dividendo dell'esercizio 2020, nella misura di euro 0,4749 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2020 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 217.946.484,42 come Utili portati a nuovo.

Relazioni

Relazione della Società di Revisione



e-distribuzione S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

1° aprile 2021



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'Azionista Unico della e-distribuzione S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. (nel seguito anche la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2020, 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 esplicative 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 e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2020, 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 nel paragrafo "*Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio*" della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla e-distribuzione S.p.A. 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 e appropriati su cui basare il nostro giudizio.



Altri aspetti

Informazioni comparative

Il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 è stato sottoposto a revisione contabile da parte di un altro revisore che, in data 3 aprile 2020, ha espresso un giudizio senza rilievi su tale bilancio.

Direzione e coordinamento

La Società, come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note esplicative i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio della e-distribuzione S.p.A. non si estende a tali dati.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della e-distribuzione S.p.A. 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 a 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 e 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 o 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, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a 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 un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a 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 a un livello appropriato come richiesto dagli ISA Italia, tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10

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 2020, incluse 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) 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 2020 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.



e-distribuzione S.p.A.
Relazione della società di revisione
31 dicembre 2020

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2020 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, 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, 1° aprile 2021

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in blue ink that reads 'Marco Giordano'. The signature is written in a cursive, flowing style.

Marco Giordano
Socio

Relazione del Collegio Sindacale

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea dei Soci convocata per l'approvazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2020 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 2020 la nostra attività – svolta, a decorrere dal mese di marzo 2020, essenzialmente mediante l'ausilio di mezzi di telecomunicazione a causa della pandemia da COVID-19 e delle conseguenti disposizioni legislative e regolamentari - 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, a decorrere dallo scorso esercizio, 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;*
- a decorrere dal 1° gennaio 2020 è divenuto efficace il conferimento da Enel S.p.A. ad Enel Italia S.p.A. del 100% della partecipazione di e-distribuzione S.p.A. L'attività di direzione e coordinamento ha continuato ad essere esercitata dalla società Enel S.p.A.;*
- con assemblea del 23 aprile 2020 il Socio Unico ha deliberato il conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti alla società KPMG S.p.A. Nel corso della medesima assemblea*

del 23 aprile 2020 il Socio Unico ha deliberato di affidare all'Organo di Controllo (Collegio Sindacale) la funzione di Organismo di Vigilanza di e-distribuzione S.p.A. ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001;

- *la Società ha operato nel 2020 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;*
- nell'attività svolta dal Collegio Sindacale nella sua funzione di Organismo di Vigilanza nominato ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001 non sono state riscontrate criticità da evidenziare nella presente relazione rispetto alla corretta attuazione del Modello di Organizzazione e Gestione;*
- 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 e nel Regolamento Generale sulla Protezione dei Dati UE n. 2016/679), 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 si è riunito periodicamente con i rappresentanti della KPMG 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 dalla vigente procedura aziendale in relazione alla integrazione dei compensi dovuti per eventi non preventivati*

collegati alle attività di revisione legale del bilancio di esercizio e ad altre attività di verifica addizionali. Si sono svolte riunioni con il Preposto alla Funzione di Controllo Interno e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziati nella presente relazione;

- 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 il Collegio Sindacale ha rilasciato la propria proposta motivata per la nomina della KPMG S.p.A. quale soggetto incaricato della revisione legale.*

▪ ***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 oltre all'attività di direzione e coordinamento, 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 2020 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 KPMG 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 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 – che riporta, tra l'altro, l'informativa sulla Politica Ambientale, sulla prevedibile evoluzione della gestione e sugli impatti da COVID-19 - 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, 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 KPMG 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 2020 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 2020, così come redatto dagli



Amministratori, con la proposta da questi ultimi formulata in merito alla destinazione dell'utile dell'esercizio di Euro 1.452.686.484,42.

Roma, 2 aprile 2021

Il Collegio Sindacale

Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)

Prof.ssa Anna Rosa Adiatori (Sindaco Effettivo)

Avv. Eugenio Vaccari (Sindaco Effettivo)

Giuseppe Ascoli

Anna Rosa Adiatori

Eugenio Vaccari

e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Ombrone 2, 00198

Registro delle Imprese di Roma e C.F. 05779711000

R.E.A. 922436

Società partecipante al Gruppo IVA Enel con P.I. 15844561009

Capitale Sociale 2.600.000.000 Euro i.v.

Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.