

Relazione e Bilancio di esercizio di  
e-distribuzione S.p.A.  
al 31 dicembre 2021



**Assemblea 11 aprile 2022**

## Indice

<b>Organi sociali</b> .....	<b>5</b>
<b>Relazione sulla gestione</b> .....	<b>6</b>
L'esercizio 2021 in sintesi .....	7
Eventi di rilievo del 2021 .....	9
Impatti da Covid-19.....	12
Quadro normativo e tariffario.....	13
Andamento operativo .....	27
Politica ambientale .....	55
Cambiamento climatico: rischi ed opportunità.....	60
Risorse umane .....	66
Risultati economico-finanziari.....	77
Prevedibile evoluzione della gestione .....	89
Altre informazioni .....	92
<b>Bilancio d'esercizio</b> .....	<b>93</b>
Conto Economico.....	94
Prospetto dell'utile (perdita) complessivo rilevato nell'esercizio.....	95
Stato Patrimoniale.....	96
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	98
Rendiconto finanziario.....	99
<b>Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021</b> .....	<b>100</b>
1. Forma e contenuto del Bilancio .....	100
2. Principi contabili.....	101
3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni .....	135
4. Informazioni finanziarie relative al clima .....	136
5. Informativa relativa alla pandemia da Covid-19.....	137
6. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative.....	137
7. Conferimento ramo d'azienda "Tecnologie di Rete Italia" .....	138
<b>Informazioni sul Conto Economico</b> .....	<b>141</b>
8. Ricavi .....	141
9. Altri proventi operativi .....	151
10. Materie prime e materiali di consumo .....	153
11. Servizi .....	154
12. Costo del personale .....	157
13. Ammortamenti e impairment .....	158
14. Altri costi operativi .....	160
15. Costi per lavori interni capitalizzati .....	161
16. Proventi da partecipazioni .....	162

17.	Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati .....	162
18.	Proventi/(Oneri) finanziari .....	162
19.	Imposte .....	165
<b>Informazioni sullo Stato Patrimoniale .....</b>		<b>167</b>
20.	Immobili, impianti e macchinari .....	167
21.	Leasing operativo .....	171
22.	Attività immateriali .....	174
23.	Attività per imposte differite .....	178
24.	Partecipazioni .....	180
25.	Derivati .....	180
26.	Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine .....	181
27.	Altre attività non correnti .....	182
28.	Rimanenze .....	183
29.	Crediti commerciali .....	184
30.	Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali .....	187
31.	Crediti per imposte sul reddito .....	189
32.	Altri crediti tributari .....	189
33.	Crediti finanziari e titoli a breve termine .....	190
34.	Altre attività finanziarie correnti .....	191
35.	Altre attività correnti .....	191
36.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti .....	192
37.	Patrimonio netto .....	193
38.	Finanziamenti .....	197
39.	Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine .....	197
40.	Benefici ai dipendenti .....	198
41.	Fondi rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) .....	204
42.	Altre passività non correnti .....	207
43.	Debiti commerciali .....	207
44.	Passività contrattuali .....	209
45.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali .....	210
46.	Debiti per imposte sul reddito .....	211
47.	Altri debiti tributari .....	211
48.	Altre passività finanziarie correnti .....	212
49.	Altre passività correnti .....	213
<b>Strumenti finanziari .....</b>		<b>215</b>
50.	Strumenti finanziari per categoria .....	215
51.	Risk management.....	229
52.	Derivati e Hedge Accounting .....	237
<b>Fair value measurement .....</b>		<b>245</b>

53.	Fair value measurement .....	245
<b>Altre informazioni .....</b>		<b>247</b>
54.	Operazioni con le parti correlate .....	247
55.	Impegni contrattuali e garanzie .....	253
56.	Attività e Passività potenziali .....	254
57.	Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017 .....	256
58.	Principi contabili di futura applicazione .....	257
59.	Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio .....	259
60.	Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione .....	261
61.	Attività di direzione e coordinamento .....	262
<b>Corporate governance .....</b>		<b>264</b>
<b>Proposte all'Assemblea .....</b>		<b>267</b>
<b>Relazioni .....</b>		<b>268</b>
	Relazione della Società di Revisione .....	269
	Relazione del Collegio Sindacale .....	275



## Organi sociali

### Consiglio di Amministrazione

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

### Collegio Sindacale

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

### Società di Revisione

<b>KPMG S.p.A.</b>
--------------------

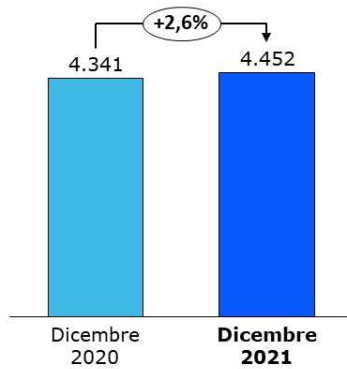
<sup>[1]</sup> Nominata in sostituzione di Cinzia Bonfantoni in data 8 gennaio 2021

## Relazione sulla gestione

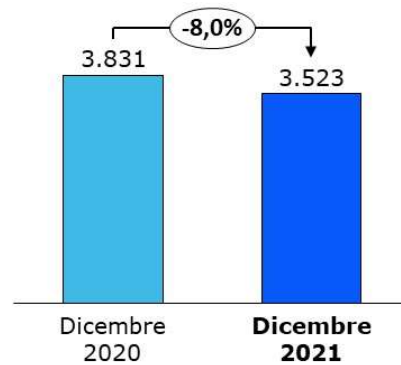
## L'esercizio 2021 in sintesi

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:

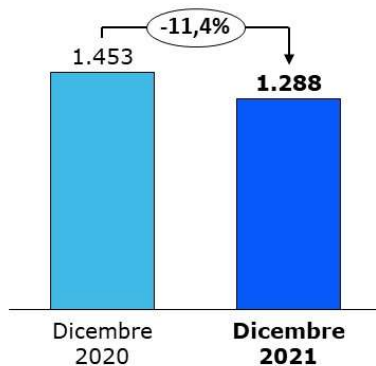
MARGINE ENERGIA (€ M.ni)



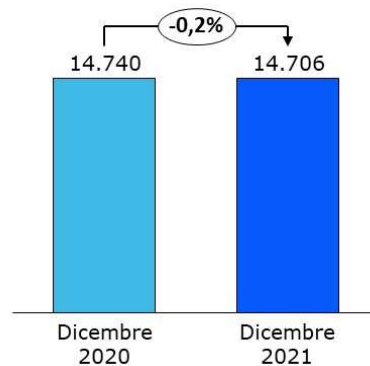
EBITDA (€ M.ni)



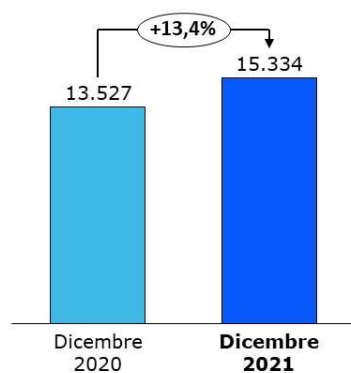
RISULTATO NETTO (€ M.ni)



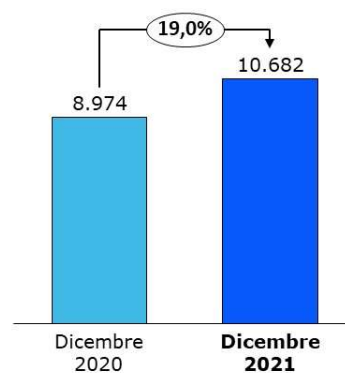
CONSISTENZA DEL PERSONALE (N.)



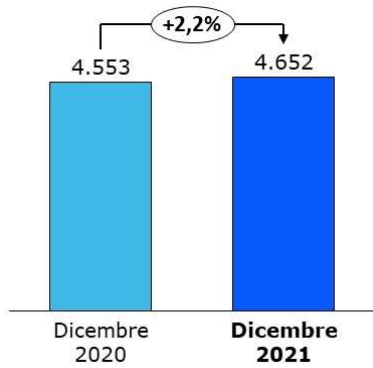
CAPITALE INVESTITO NETTO (€ M.ni)



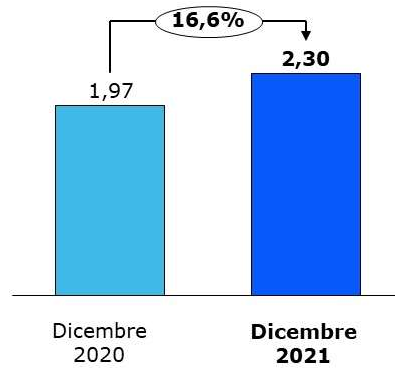
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO (€ M.ni)



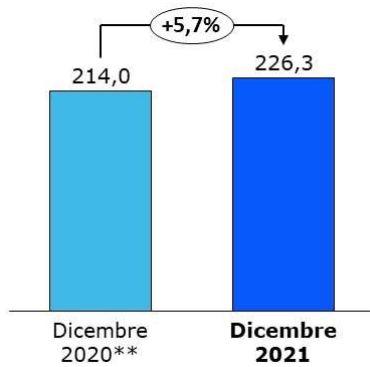
PATRIMONIO NETTO (€ M.ni)



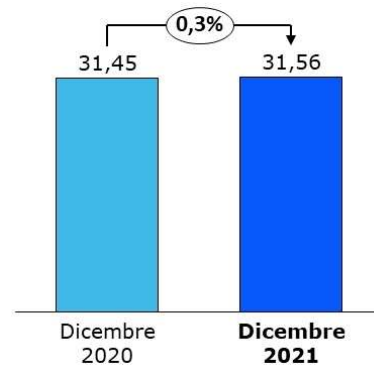
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO (%)



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 2021

Febbraio

### **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 febbraio 2021, ha comunicato che la gara per l'affidamento del servizio di accensione, monitoraggio e gestione fibra ottica per il Progetto di e-distribuzione “DSO 4.0” è stata aggiudicata al RTI composto da Open Fiber (Mandataria) e Sirti (Mandante), ed il relativo contratto è stato sottoscritto in data 26 gennaio 2021.

Giugno

### **Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture per il triennio 2021-2023**

Nella seduta del 13 maggio è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle Infrastrutture per il triennio 2021-2023 (di seguito anche “Piano di Sviluppo” o “Piano”), che descrive i principali interventi di sviluppo sulla rete e delle altre infrastrutture di e-distribuzione.

Il Piano 2021-2023 prevede un incremento degli investimenti legati al progetto “e-grid”, avviato a seguito degli aggiornamenti regolatori in materia di qualità del servizio elettrico finalizzati nella delibera ARERA n.566 di dicembre 2019, la quale ha introdotto nuovi strumenti regolatori al fine di migliorare le performance delle reti di distribuzione. La nuova regolazione prevede strumenti regolatori innovativi che consentono benefici per il gestore di rete di distribuzione, in termini di minori penali sul numero delle interruzioni e di posticipi nei termini per il raggiungimento dei livelli obiettivo, subordinati alla realizzazione di importanti interventi infrastrutturali, al test di tecnologie innovative sul campo ed al rispetto di un piano stringente di investimenti. Gli investimenti del progetto sono stati incrementati al fine di accelerare il miglioramento delle performance della rete e la riduzione del gap infrastrutturale e di performance della rete del Sud Italia e delle Isole maggiori rispetto a quella delle regioni del Nord Italia, con contestuale massimizzazione del saldo premi/penali atteso.

Inoltre, il Piano contiene un addendum relativo al “Piano Resilienza 2021-2023”, come previsto dalla delibera ARERA n.31/2018, che prevede un volume di investimenti complessivo pari a 345 milioni di euro per il triennio 2021-2023, così ripartiti:

- 150 milioni di euro nel 2021;
- 113 milioni di euro per il 2022;
- 82 milioni per il 2023, aggiuntivi rispetto al Piano 2020-2022.

Il Piano Resilienza 2021-2023 è il risultato di una riprogrammazione di molti interventi già pianificati nell'ambito del Piano 2020-2022, inevitabile conseguenza dell'impatto dell'emergenza Covid-19 sulle attività del 2020 (sospensione dei cantieri durante il lockdown e, soprattutto, un sostanziale blocco delle attività della Pubblica Amministrazione, per alcuni mesi, con ritardi accumulati nei procedimenti autorizzativi).

### **Contratto di finanziamento “E-Grid Electricity Network Upgrade”**

Nel mese di giugno la Società ha stipulato una linea di credito con la Banca Europea per gli Investimenti (di seguito BEI) per il Progetto e-grid per un importo massimo complessivo fino a euro 600 milioni e contestualmente ha attivato il primo contratto di finanziamento, pari a euro 300 milioni.

Esso è stato interamente erogato in due tranches di euro 150 milioni ciascuna nel corso del 2021 (nei mesi di luglio e dicembre) alle seguenti principali condizioni:

- Importo nominale del prestito: euro 300 milioni
- Tasso: Variabile (6 mesi Euribor + *spread* pari a 0,257% e 0,275%)
- Step up/step down: +/- 5 bps in funzione del raggiungimento dell'obiettivo di sostenibilità al 31/12/2023
- Durata: 15 anni
- Data di Inizio: 30 luglio 2021 e 22 dicembre 2021
- Data di Scadenza: 30 luglio 2036 e 22 dicembre 2036
- Rimborso: semestrale, a quote costanti di capitale
- Preammortamento: 4 anni (periodo durante il quale vengono pagati solo gli interessi; il rimborso del capitale è dovuto a partire dal quinto 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.



### **Contratto di finanziamento Enel Italia**

La Società, a fronte del crescente fabbisogno finanziario previsto per il biennio 2021-23 per gli investimenti connessi al miglioramento della qualità del servizio e alla digitalizzazione della rete, nel mese di agosto ha sottoscritto un contratto di finanziamento della durata di 10 anni con Enel Italia S.p.A. per un ammontare di euro settecento milioni. L'importo è stato erogato nello stesso mese.

Successivamente, nel mese di settembre, è stato sottoscritto un ulteriore contratto di finanziamento della durata di 10 anni, con Enel Italia S.p.A., per un ammontare di euro trecento milioni, erogato nello stesso mese.

## **Trasferimento ramo d'azienda da e-distribuzione alla società del Gruppo Enel, Gridspertise S.r.l e contestuale cessione partecipazione**

In data 31 agosto 2021 il Consiglio di Amministrazione, preso atto del nulla osta all'istanza Golden Power rilasciato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri, ha approvato il conferimento del ramo d'azienda denominato "Tecnologie di Rete Italia" da e-distribuzione S.p.A. in favore della società Gridspertise S.r.l. con data di efficacia 1° settembre 2021 e ha approvato altresì la cessione della partecipazione da e-distribuzione a Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l.



Novembre

## **Approvazione piano industriale 2022-2024**

Il Consiglio di Amministrazione del 19 novembre 2021 ha approvato il Piano Industriale 2022-2024 della Società che è stato elaborato sulla base delle previsioni della Società relative all'evoluzione dello scenario macroeconomico ed energetico del Paese, con focus sull'impegno della Società sul tema della "transizione energetica" e dell'elettrificazione consumi del Paese, nonché dell'attuale quadro regolatorio, così come definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), ed istituzionale, con particolare riferimento al PNRR.

Le linee strategiche del Piano sono:

- crescita Industriale, con vista generale sul Piano degli investimenti 2022-24 e con focus specifici sui singoli ambiti di intervento (DSO 4.0, E-grid, Resilienza, New DSO role Smart Meter);
- efficienza operativa, con particolare riferimento al progetto Grid Blue Sky e alla revisione organizzativa di e-distribuzione;
- creazione valore sostenibile, che rappresenta l'evoluzione attesa delle principali grandezze operative (numero clienti, energia distribuita, durata e numero delle interruzioni per cliente).

## **Chiusura branch in Romania**

Durante il Consiglio di amministrazione del 19 novembre 2021 è stata approvata la chiusura della branch in Romania, in quanto, a valle del conferimento del ramo "Tecnologie di Rete Italia" a Gridspertise è venuta meno la necessità per la Società di mantenere la suddetta branch che era stata aperta nel corso del 2015, in occasione dell'affidamento della commessa da E.ON Moldova Distributie S.A. e in virtù dell'obbligo di legge rumena n°571/2003, che disciplina il regime fiscale rumeno con riferimento alle attività svolte in Romania da società estere e che richiedeva l'esistenza di una Stabile Organizzazione per le attività di produzione e vendita svolte da e-distribuzione in Romania.

La chiusura della branch si stima possa avvenire entro il primo trimestre 2022 in quanto in tale periodo si dovrà procedere al completamento della fornitura ai DSO rumeni degli apparati previsti negli ordini non trasferiti alla società Gridspertise nell'atto di conferimento del ramo d'azienda.

## Impatti da Covid-19

La situazione di pandemia da Covid-19 esplosa in Italia nel 2020, con effetti sull'attività produttiva e sull'esecuzione dei progetti di sviluppo a causa del lockdown dei primi mesi dello scorso anno, ha continuato ad avere implicazioni nel corso del 2021 per la società e-distribuzione S.p.A. Tali implicazioni non hanno tuttavia avuto impatti rilevanti sullo svolgimento delle attività operative, anche se hanno comportato un incremento dei costi operativi connessi all'igienizzazione e alla messa in sicurezza degli ambienti e dei mezzi di lavoro.

In particolare, il perdurare 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 (immobili e automezzi) e di interventi di adeguamento layout delle sedi, una campagna di vaccinazioni antinfluenzali a tutela della salute dei propri dipendenti, per una spesa totale di circa 26,2 milioni di euro;
- maggiori costi per buoni pasto concessi a dipendenti in smart working, per circa 3,5 milioni di euro.

Inoltre, con le Delibere n. 124/2021 e 279/2021 l'ARERA ha dato attuazione rispettivamente al DL 41/2021 ("DL Sostegni") e 73/2021 ("DL Sostegni-bis"), disponendo, come avvenuto nel 2020, la riduzione della quota potenza per gli UDA BT con potenza disponibile superiore a 3,3 kW e l'azzeramento per tutti gli UDA BT della componente fissa, nei mesi da aprile a luglio 2021. Tali provvedimenti hanno comportato minori incassi per oneri di sistema totalmente assorbiti nell'anno e minori incassi per trasporto per complessivi 312 milioni di euro reintegrati dall'Autorità nel mese di ottobre, con impatto nullo a fine anno.

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 sottoperiodo (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 2020, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2019 (delibera n. 131/2021/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2021, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2020 (delibera n. 159/2021/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2021 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2022.

Con delibere 621/2021/R/eel e 623/2021/R/eel sono stati aggiornati per l'anno 2022 i corrispettivi delle tariffe obbligatorie da applicare ai clienti finali domestici e non domestici. In particolare, la delibera 621/2021/R/eel ha previsto il riconoscimento in favore dei distributori degli extra-costi sostenuti a partire dall'anno 2021 per l'introduzione del canone unico, che sostituisce le precedenti Tosap e Cosap.

Con delibera 558/2021/R/eel, ARERA ha quantificato e disposto l'erogazione dell'ammontare di maggiore remunerazione spettante alle imprese distributrici che hanno effettuato investimenti incentivati nel periodo 2008-2015 e che hanno richiesto l'erogazione degli importi spettanti residui in un'unica soluzione.

Con delibera 278/2021/R/com, l'Autorità ha ridotto per il terzo trimestre 2021 i livelli degli oneri generali di sistema grazie a uno stanziamento del Governo di 1,2 miliardi di euro teso a mitigare gli aumenti del costo di approvvigionamento dell'energia.

Visto il perdurare della straordinaria dinamica dei prezzi dell'energia, l'Autorità con delibera 396/2021/R/com è intervenuta nuovamente annullando gli oneri generali di sistema per clienti domestici e non domestici (quest'ultimi sotto i 16,5 kW) e confermando la riduzione già adottata nel terzo trimestre per le altre categorie di utenti. Tale misura è stata possibile grazie a uno stanziamento del Governo di oltre 3 miliardi di euro, che ha finanziato anche il rafforzamento del bonus sociale, la riduzione dell'iva e degli oneri generali di sistema nel settore gas.

Con il dco 615/2021/R/com l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti in merito allo sviluppo della regolazione Ross-base che sarà applicato ai grandi operatori infrastrutturali a partire dal 2024.

L'Autorità con la delibera 568/19 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 è stato corrisposto, al netto della già citata franchigia del 10%, 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.

### **Regolazione tariffaria in tema di energia reattiva**

Con le delibere 568/2019 e 395/2020 l'Autorità ha previsto l'aggiornamento dei limiti ai prelievi e alle immissioni di energia reattiva e i relativi corrispettivi, per i clienti finali e i distributori, a partire dal 1° gennaio 2022.

Per acquisire elementi necessari per l'entrata in vigore della nuova regolazione in tema di energia reattiva, con la determina 2/2021 del 22 aprile 2021, ARERA ha previsto che i distributori direttamente connessi a RTN inviassero un rapporto sugli interventi realizzati dal 2017 e pianificati entro il 2024 per controllare la tensione e gestire immissioni e prelievi di energia reattiva con la RTN e una relazione congiunta con Terna sugli esiti delle attività di coordinamento della pianificazione di tali interventi.

Con il documento di consultazione 515/2021, ARERA ha delineato alcuni orientamenti prevedendo un posticipo a luglio 2022 della nuova regolazione per consentire l'aggiornamento dei flussi informativi dai distributori ai clienti e ipotizzando un aggiornamento nel "medio termine" che rifletta l'intensità degli impatti dell'immissione e prelievo di energia reattiva sul sistema.

### **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 delibera 614/2021/R/com l'Autorità ha aggiornato la metodologia di determinazione del tasso di remunerazione del capitale investito per il periodo 2022-2027, stabilendo per la distribuzione elettrica un valore del 5,2%.

Tale valore sarà oggetto di un aggiornamento infra-periodo al termine del primo triennio di regolazione, con la possibilità di attivazione di un meccanismo di aggiornamento annuale nel caso in cui negli anni 2023 e 2024 alcuni parametri finanziari presenti nella formula determinino una variazione del WACC di almeno 50 bps.

### 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 2020, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2019 (delibera n. 131/2021/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2021, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2020 (delibera n. 159/2021/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2021 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2022.

### Testo Integrato Settlement (TIS)

Con la delibera 570/2021/R/eel è stata modificata la disciplina del settlement aggiornando le modalità di trasmissione dei coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo (CRPP) e dell'energia oraria convenzionale per i punti di illuminazione pubblica (IP) non trattati su base oraria al fine di sterilizzare le distorsioni lato PRA (Prelievo Residuo di Area) conseguenti al massivo passaggio dei clienti a trattamento orario a seguito del piano di installazione dei 2G. In particolare, il provvedimento ha inteso aggiornare la frequenza di ricalcolo dei suddetti parametri portandola da annuale a quadrimestrale a partire dal mese di dicembre 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 che servono più di 100.000 punti di prelievo, dei piani di messa in servizio dei sistemi di misura intelligenti in bassa tensione di seconda generazione (2G), e ha 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 2G, per e-distribuzione a partire dal 2021 con riferimento ai consuntivi 2020.

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 aveva 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 aveva previsto che i piani di installazione per il 2° semestre 2020 avessero solamente valore indicativo. Con la stessa delibera l'ARERA aveva 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.

A seguito del protrarsi dell'emergenza Covid-19, con la delibera 349/2021/R/eel l'ARERA ha ridotto il target di installazione dei misuratori 2G al di sotto del quale applicare le penalità; in particolare, per i distributori che hanno avviato il piano di installazione negli anni precedenti al 2021 (tra cui e-distribuzione), ha previsto una soglia pari al 90% anziché al 95% del numero cumulato di misuratori 2G previsti dal piano di installazione al 31 dicembre 2021.

Con la delibera 106/2021/R/eel l'ARERA ha definito i criteri di riconoscimento dei costi dei sistemi di misura 2G e le disposizioni in materia di messa in servizio per i distributori che servono fino a 100.000 punti di prelievo e, con la delibera 105/2021/R/eel, ha definito le modalità in merito ad aspetti di tutela e di comunicazione verso il cliente finale e le imprese di vendita, da adottarsi da parte delle imprese distributrici nell'ambito dei propri piani di messa in servizio.

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 al 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. Con la Delibera n. 147/2021/R/eel, si modifica la precedente Delibera 149/2019/R/eel e vengono trasmesse le tempistiche per l'applicazione della Variante V1 alla Norma CEI 0-16 e della Variante V1 alla Norma CEI 0-21.

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. Con il documento di consultazione n. 602/2021/R/eel l'Autorità ha avviato il procedimento per l'aggiornamento della disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023.

### **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), dal 1° ottobre 2017 al 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, dal 1° gennaio 2019 al 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. La successiva Delibera 562/2021/R/eel ha aggiornato ulteriormente il Registro degli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC).

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). In data 30 novembre è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 di recepimento della direttiva RED II, il quale prevede che l'Autorità definisca, entro 90 giorni dall'entrata in vigore, le modalità definitive di attuazione dell'autoconsumo di energia rinnovabile e delle 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). Tale orientamento è stato confermato anche in appello dal Consiglio di Stato.

### **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.

Facendo seguito ai DCO 330/2020/R/com e 386/2021/R/com, con la delibera 604/2021/R/com l'ARERA ha definito la disciplina regolatoria relativa al meccanismo di compensazione che consente ai venditori di recuperare gli importi relativi alla materia prima riferiti a prelievi risalenti a più di ventiquattro mesi ed eccepiti all'impresa di distribuzione senza che quest'ultima abbia fatto valere alcuna causa ostativa alla maturazione della prescrizione. Il provvedimento prevede che a partire dal 1° gennaio 2023 contestualmente alla messa a disposizione della lettura effettiva che genera il consumo risalente a più di due anni, il DSO comunica la sussistenza o meno di cause ostative al maturarsi della prescrizione tramite i flussi di misura messi a disposizione dal SII ed invia opportuna comunicazione tramite PEC solo nei casi in cui sussistano i presupposti per un diniego adeguatamente motivato. Sempre a decorrere dal 2023, il provvedimento ha inteso introdurre un meccanismo di qualità del servizio dei DSO, volto a ridurre le rettifiche dei dati di misura messe a disposizione con ritardi maggiori di due anni, cui ancorare una penalità da versare a CSEA, necessaria ad alimentare il meccanismo compensativo. In particolare, ogni DSO è tenuto a versare in ciascun anno N a CSEA un ammontare che tiene conto dei volumi di energia elettrica sottostanti ai ricalcoli fatturati nel corso dell'anno N-1 e riferiti a consumi antecedenti i 24 mesi.

### 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 (CTTE) 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 CTTE 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 CTTE 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 ma il ricorso è stato respinto sia dal Tar Milano che dal CdS. 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 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 a circa 4 mesi. Ciò ha comportato la riduzione di 1 mese anche dell'importo delle garanzie che i venditori devono prestare (minimo 2 mesi conto i 3 precedenti).

Inoltre, sono state introdotte alcune misure volte a rafforzare tutto il sistema di garanzie al fine di garantire una copertura più costante e 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 dal 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.

### **Servizi ausiliari e sistemi di accumulo**

Con la delibera 109/2021, che fa seguito al DCO 345/2019, l'ARERA ha definito le modalità di erogazione del servizio di trasmissione, distribuzione e dispacciamento per l'energia elettrica prelevata funzionale a una successiva immissione in rete (cioè l'energia prelevata per i consumi dei servizi ausiliari di generazione e l'energia prelevata e successivamente reimmessa in rete dai sistemi di accumulo). Viene stabilito che gli algoritmi di quantificazione dell'energia prelevata e reimpressa (energia immessa negativa), necessari per evitare l'installazione di ulteriori contatori, siano definiti dal soggetto responsabile della gestione della misura, sulla base dei criteri individuati da Terna. Con il provvedimento 560/2021, l'ARERA ha posticipato al 1° gennaio 2023 l'applicazione della regolazione per completare la definizione dei suddetti algoritmi di misura.

### **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 è stata formalizzata attraverso l'aggiornamento degli allegati al Codice di Rete di Terna approvati dall'Autorità con la delibera 36/2020.

Nel 2020 è stata condotta da parte dell'Autorità 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 l'ARERA ha pubblicato a novembre 2021 la delibera 540/2021/R/eel che riguarda gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione con potenza  $\geq 1$  MW (cosiddetto "perimetro standard"), confermando che la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di scambio, la loro gestione e messa a disposizione a Terna sia in capo ai distributori (DSO), che dovranno realizzare e rendere operative prima dell'1 dicembre 2022 le necessarie infrastrutture di comunicazione.

L'Autorità rinvia a successive valutazioni la definizione delle modalità di scambio dati per quanto riguarda il "perimetro esteso" (ossia impianti di produzione connessi alle reti di media tensione con potenza  $< 1$  MW e impianti di bassa tensione) a valle di una relazione di Terna che, sentiti i DSO, descriva i criteri per l'individuazione degli impianti da includere in tale perimetro.

### **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/R/eel 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.

Ad agosto 2021 ARERA ha pubblicato la delibera 352/2021/R/eel che fissa le condizioni per l'avvio di tali progetti che avranno valenza di "regolazione pilota", e che dovranno essere sottoposti a consultazione preventiva con gli operatori e successivamente all'approvazione dell'ARERA.

La delibera ribadisce quanto già fissato dalla Direttiva UE 944/2019 – ovvero la necessità di procedure di procurement trasparenti ed efficienti, non discriminatorie, definite in coordinamento con le parti interessate, che non pongano barriere all'ingresso e consentano un'ampia partecipazione - nell'ottica della neutralità tecnologica. I costi sostenuti dai DSO per l'approvvigionamento di servizi locali a netto di eventuali finanziamenti saranno coperti – previa rendicontazione ad hoc - dalla tariffa.

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 come previsto dal D.lgs. 210/2021 di recepimento della Direttiva UE 944/2019.

## 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.

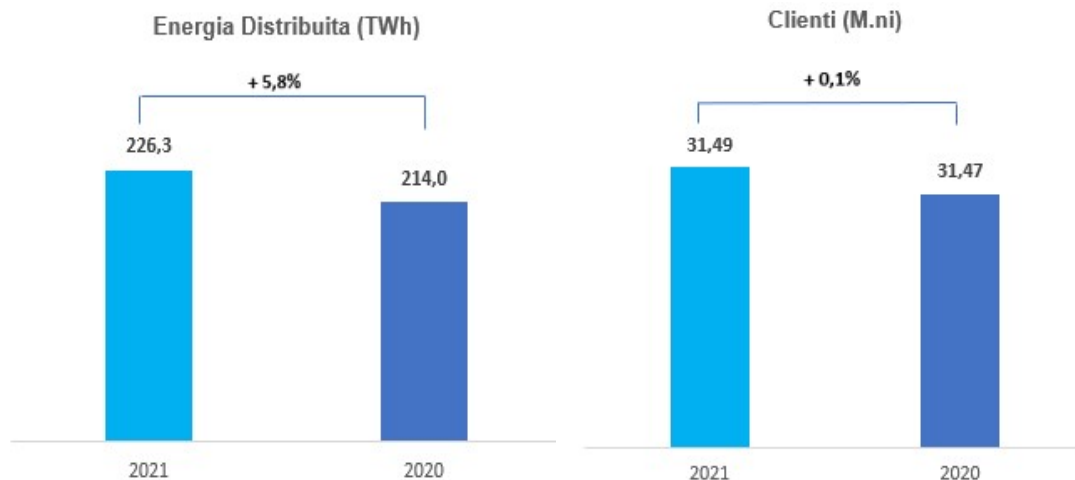
Il decreto del Ministero della Transizione Ecologica del 21 maggio 2021 ha modificato il decreto ministeriale 11 gennaio 2017 come già modificato dal decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 10 maggio 2018. Il testo ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024 ed è intervenuto anche in riferimento all'anno d'obbligo 2020, disponendo una riduzione degli obiettivi pari al 60%. Nell'ambito del decreto sono state anche aggiornate le modalità di assolvimento dell'obbligo da parte delle imprese distributrici e di ristoro dei relativi costi.

Con delibera 358/2021/R/efr 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 2020, nella misura pari a 250 €/TEE, nonché il corrispettivo addizionale unitario, nella misura pari a 10 €/TEE.

Con delibera 547/20221/R/efr l'Autorità ha determinato un contributo tariffario eccezionale da riconoscere ai soggetti obbligati nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2020, nella misura pari a 7,26 €/TEE.

## 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 31,49 milioni di clienti del mercato finale (libero, salvaguardia e maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2021 complessivamente 223,3 TWh (210,9 TWh dato aggiornato 2020). Ha inoltre distribuito circa 3,0 TWh a circa 900 distributori di energia elettrica (3,1 TWh dato aggiornato 2020) e rilevato circa 0,4 TWh di consumi per usi propri (0,4 TWh dato 2020).

Nel corso del 2021 si registra un incremento dell'energia distribuita del 5,8% rispetto all'esercizio precedente in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2021, è stata pari a 318,1 TWh rispetto ai 301,2 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2020).

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione S.p.A. con la gestione di 6,5 milioni di Switching di cui:

- Il 21,9% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- Il 3,7% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- Il 74,4% di Switching nel Mercato Libero

Si è determinato un passaggio di circa 1,4 milioni di ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

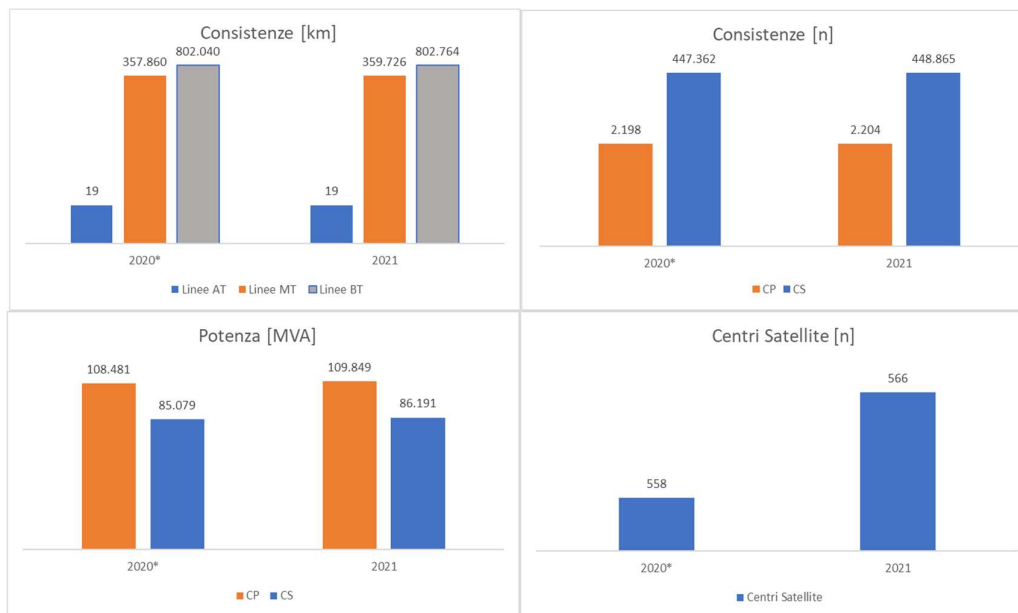
Nel corso del 2021 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 4,90 GW di cui:

- 3,94 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 3,72 GW per contributi a forfait e 0,21 GW per contributi a preventivo);
- 0,96 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 0,80 GW per contributi a forfait e 0,16 GW per contributi a preventivo).

## Gestione della Rete Elettrica

### Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2021 è la seguente:



Fonte dati: AIRE. Dati 2020 aggiornati

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 2021 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.

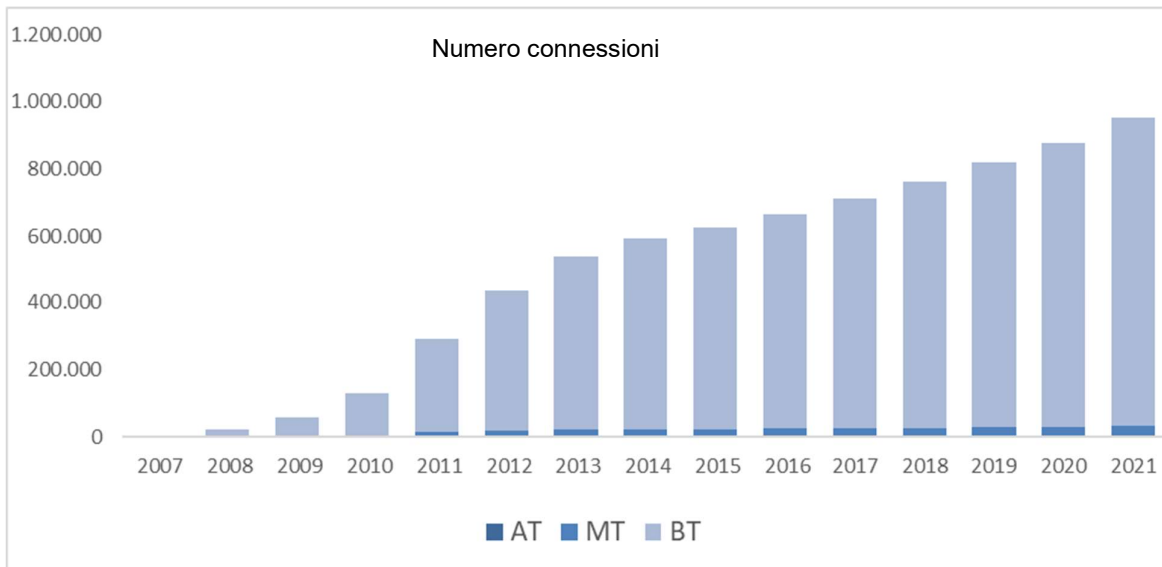
Inoltre, nel corso del 2021 sono andati avanti i progetti sperimentali finalizzati alla misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grid".

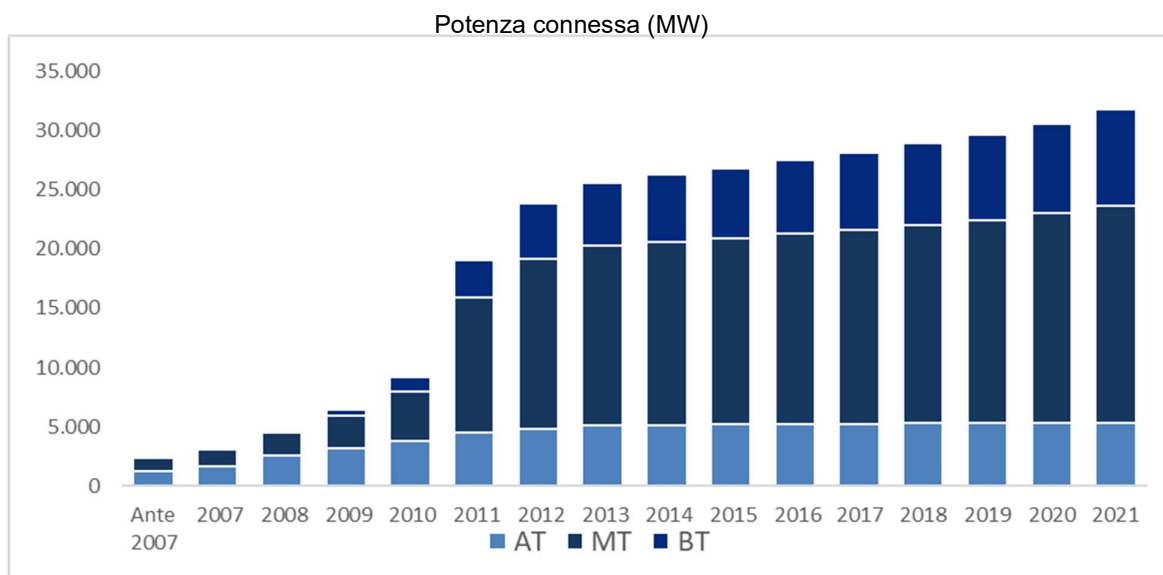
Sono stati inoltre avviati progetti su scala nazionale per la diffusione delle ispezioni linea attraverso droni e la rappresentazione attraverso il "gemello digitale" della rete elettrica di distribuzione.

### Generazione Distribuita

Nel corso del 2021 si è registrato un aumento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. rispetto all'esercizio 2020. Nel 2021 sono stati connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. circa 79,5 mila impianti (57,1 mila nel 2020), per una potenza di circa 1,18 GW di cui oltre il 98% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 896 MW
- eolico: 44 MW circa
- gas di scarica e biomasse: 20 MW
- biogas: 7 MW
- idraulica: 32 MW
- altre fonti 185 MW





Sono connessi alla rete di e-distribuzione S.p.A. 953.614 produttori (di cui 334.718 in Area Nord, 122.872 in Area Nord Ovest, 175.702 in area Centro Nord, 117.008 in Area Lazio-Sicilia, 112.793 in Area Adriatica, 80.521 in Area Sud), per una potenza di connessione complessiva pari a 31,7 GW (di cui 7.901 MW in Area Nord, 4.340 MW in Area Nord Ovest, 5.305 MW in area Centro Nord, 3.973 MW in Area Lazio-Sicilia, 6.266 in area Adriatica, 3.943 MW in Area Sud): risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 26,37 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", e per la necessità di assorbire la sempre crescente richiesta di domande di connessione produttori.

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

### Mobilità Elettrica

Nel corso del 2021 sono state eseguite 2.640 connessioni passive per mobilità elettrica, registrando un incremento del 54% rispetto all'esercizio 2020, per una potenza installata di circa 107,9 MW.

Delle 7.830 connessioni progressive totali al 31 dicembre 2021, circa il 55% sono state effettuate nelle Regioni del Nord e del Centro-Nord:

- Lombardia (15,1%)
- Piemonte (11,8%)
- Emilia-Romagna (10,7%)
- Veneto (8,9%)
- Toscana (8,5%)

Per il 2022, sono previste circa 3.600 connessioni per mobilità elettrica.

## Qualità del servizio tecnico

Nel corso del 2021 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 2021, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2022 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 2021, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un andamento in miglioramento rispetto al 2019 e pressoché in linea al 2020 benché durante l'anno si siano verificati fenomeni meteorologici rilevanti, concentrati a gennaio, nel periodo estivo e nel mese di novembre.

In linea a tali previsioni per il 2021, 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 2021 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali. Di seguito sono riportate le principali iniziative dell'esercizio 2021.

#### ***Adeguamento Sistemi Informatici Distribuzione (ASID)***

Il progetto ha avuto come obiettivo quello di:

- Rafforzare il presidio della rete e del territorio, superando i limiti dell'attuale organizzazione dovuti ad eccessiva estensione territoriale delle aree e delle zone
- Fornire interlocutori univoci e con capacità di risoluzione dei problemi verso l'amministrazione pubblica (Regioni, Province, Comuni), superando l'attuale sottodimensionamento delle interfacce
- Creare «Blue Teams» operativi di adeguata consistenza
- Implementare un modello organizzativo coerente con il progetto Grid Blue Sky

#### ***Appalti, Materiali e Logistica***

Per la gestione degli Appalti, nel corso del 2021 sono state predisposte nuove funzionalità sviluppate nella piattaforma innovativa per la gestione e digitalizzazione appalti di e-distribuzione Si.M.e.R.A. (Sistema integrato di monitoraggio e Richieste di Acquisto) quali:

- Duplicazione delle richieste di gara per agevolare gli utenti nella creazione di nuove richieste di lavori/servizi cicliche;

- Nuova gestione della 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 attraverso accorpamenti di oggetti e metodologie semplificate.

Nell'ambito del progetto COMtract, e-distribuzione, in collaborazione con il Digital Hub di Global Procurement e Global Power Generation, ha analizzato e definito quali ulteriori informazioni sia necessario valorizzare all'interno dell'rda (Richiesta di Acquisto) al fine di efficientare il processo di contrattualizzazione. L'implementazione di questo miglioramento avverrà nel corso del 2022.

Si segnala il superamento dei vecchi repository utilizzati per l'archiviazione dei documenti in SCM (relativi la gestione delle LCL) e delle RdA Previsionali in SAP che sono stati sostituiti con IODA.

Nell'ambito del progetto SHE.Metrics è stato sviluppato un estrattore che a partire dai consuntivi determina le ore lavorate per ciascuna impresa, contratto, periodo contabile.

Nell'ambito del progetto Digitaly - Open Portal, con lo scopo di semplificare ed ottimizzare i processi, sono stati sviluppati i seguenti applicativi/funzionalità:

- HPR (High Priority Request): nuovo modulo di Open Portal che governa il processo di gestione degli interventi in Emergenza da parte delle imprese; sostituisce l'applicativo Agisci.  
La fase pilota è stata avviata nel mese di ottobre 2021;
- Gestione LCL (Lettere Consegna Lavori): nuovo modulo di Open Portal per la gestione "full life" delle LCL affidate ad impresa che verrà rilasciato in produzione nel corso del 2022; sostituirà l'applicativo SCM modulo Gestione LCL;
- Avviso Clienti Smart: nuovo modulo di Open Portal che mira a digitalizzare le attività di preavviso alla clientela in caso di interruzioni programmate sulle reti e a dematerializzare il processo di certificazione verso ARERA per tutte le fasi sia a cura impresa che e-distribuzione.  
La fase pilota è stata avviata nel mese di ottobre 2021.

Nell'ambito del progetto Digitaly – Smart Control, ed in collaborazione con l'unità Qualità Sicurezza e Ambiente, è stato avviato lo sviluppo dell'applicativo Q-CAN per l'esecuzione dei controlli di qualità e quantità nei cantieri in essere e ai fini del collaudo dei lavori.

L'applicativo andrà a sostituire l'operatività del modulo Damasco di SCM garantendo le attuali funzionalità ma migliorando la fruibilità da parte degli operatori e le interconnessioni con altri applicativi Enel secondo le logiche della platformization.

È stato sviluppato l'applicativo mobile E-Site Controller che permette di eseguire le verifiche in campo tramite lo smartphone. La fase pilota relativa ai controlli in corso d'opera di Q-CAN e dell'applicativo mobile E-Site Controller è prevista nel mese di febbraio 2022.

Per la gestione dei Materiali, nel corso del 2021, sono state predisposte le analisi di massima circa le implementazioni 2022.

Nella fattispecie per gli applicativi:

- COSMO - sono state predisposte le basi per migliorare quanto già presente e creare nuovi report funzionali alle mutate necessità di gestione dei materiali, correzione anomalie e defect;

- FINE MATERIALI – correzione di anomalie e defect per ottimizzare il funzionamento e l’esperienza utente;
- ADELE – integrazione del processo delle Lettere di Incarico, utilizzo della posta certificata PEC, correzione di anomalie e defect per ottimizzare il funzionamento e l’esperienza utente;
- GESTIONE PROCESSI AREA MATERIALI – sviluppi per creare (su interfacce BTP e funzionalità in MLM) gli attuali processi esistenti in SAP di Conto Deposito, Conto Lavoro, Conto Riparazione e Cedolino di Reso;
- COSMO/E-NTER – Integrazione dei Tile sopra citati per accogliere le nuove funzionalità e predisposizione alle applicazioni introdotte da GBS.

### **Qualità, Sicurezza e Ambiente**

Nell’ambito delle iniziative digitali, il progetto Smart Control, che ha lo scopo di innovare ed ottimizzare il processo delle visite nei cantieri operativi di e-distribuzione e delle imprese appaltatrici, è stato oggetto di alcune evolutive di funzionalità nel 2021, in particolare, nei seguenti applicativi:

- SCAN: applicativo con funzionalità evolute di data driven applicate al processo dei controlli; permette inoltre di monitorare le attività safety gestite nei cantieri attraverso l’applicazione e-site worksite. A partire da aprile 2021 è stato aperto gradualmente per l’esecuzione delle visite a personale e-distribuzione mediante checklist Global ad 83 item e nel 2022 sostituirà definitivamente SCM per le visite sorveglianza;
- e-site controller: applicazione mobile per l’esecuzione digitalizzata dei controlli in cantiere, sincro automatica con SCAN per aggiornamento del cruscotto controlli real time. Permette inoltre di verificare le dotazioni degli operativi e-distribuzione censite in aDAM durante l’esecuzione della visita ispettiva;
- e-site worksite: applicazione mobile per la gestione delle attività safety del cantiere a cura del preposto, sincronizza real time le informazioni con il cruscotto cantieri di SCAN per permettere il monitoraggio dello stato di avanzamento del cantiere tra cui geolocalizzazione alla apertura/chiusura del cantiere, check-in/out delle maestranze, esecuzione di PreJob Check e Post Job Review, attuazione delle 5 Regole d’Oro. Permette inoltre al preposto di verificare le dotazioni utilizzate in cantiere e censite in aDAM. Sperimentato nella UOR di Montecatini-Pistoia. Funzionalità sviluppate nel corso del 2021 e testate in campo:
  - nuovo pre job check,
  - data entry automatico manovre di sezionamento dei Piani di Lavoro AT-MT.

L’applicativo Smart Control, comprendente anche il modulo qualità Q-CAN, è oggetto di room GBS Safety Grid Blue Sky (insieme all’applicativo AIDA che gestisce gli Incidenti Safety).

Inoltre, nel corso del 2021 è stato rilasciato in produzione anche l’applicativo aDAM che permette la gestione delle dotazioni (DPI ed utensili) assegnate al personale e-distribuzione; l’applicativo ottimizza le funzionalità di consegna, assegnazione, verifica e controllo delle dotazioni ed è integrato con Smart Control (SCAN ed e-site controller/worksite) per le attività di verifica e controllo idoneità di quest’ultime. Eseguito inoltre pilota per funzionalità evolute di tracking delle dotazioni mediante tag e lettori RFID da apporre alle suddette dotazioni.

Per il 2022 è previsto l’adozione della suddetta funzionalità in tutte le Aree regionali.

### **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 da prima nell’applicativo PLANET e ora nel nuovo modulo Grid+ del progetto Grid Blue Sky.

Nel 2021 il modulo di “Analisi Rete” di PLANET è confluito in Grid+ arricchendosi di nuove funzionalità a supporto delle analisi di criticità della rete. In particolare, sono state realizzate le integrazioni con il pannello cartografico per la tematizzazione delle principali criticità e il nuovo modulo WAY TO SAIDI.

Grid+ è una piattaforma globale che consente l'individuazione delle criticità della rete e, nel prossimo futuro, l'identificazione assistita delle soluzioni tecniche volte a migliorarne le prestazioni e a prevenire i guasti. In particolare, il tool è in grado di descrivere lo stato della rete superando il vecchio sistema di analisi e garantendo un processo unitario ed omogeneo finalizzato a garantire standard elevati di qualità del servizio della rete di distribuzione.

Con il primo rilascio del tool (MVP1), viene fornito uno strumento di analisi globale delle reti, con un particolare focus dedicato alla qualità del servizio, attraverso l'implementazione della policy Way to SAIDI che, con un approccio data driven e la comparazione tra le differenti unità organizzative, analizza e identifica le problematiche sulle reti di media e bassa tensione.

Nell'attuale scenario regolatorio il percorso Way to SAIDI, mediante le sue quattro sezioni di approfondimento, consente di analizzare le performances storiche degli indicatori di qualità del servizio, monitorarne gli scostamenti dai livelli target fissati da ARERA e adottare delle strategie aziendali volte al raggiungimento dei limiti regolatori fissati.

Rispetto allo scenario precedente, questo progetto fornisce all'utente finale un programma in grado di velocizzare gli attuali tempi di analisi, di semplificare e accelerare la pianificazione tecnica degli interventi, nonché di seguirne l'evoluzione attesa.

A fine 2021 sono iniziati gli sviluppi del tool di pianificazione tecnica che sarà strettamente integrato con le soluzioni già disponibili in GRID+.

### ***Assistenza Tecnica – esercizio e analisi sistemi operativi***

Anche nell'ambito delle attività di Esercizio e Analisi sistemi operativi il 2021 ha visto un forte impegno in molte iniziative sia come soggetto (Owner), sia come supporto ai collaudi di altre iniziative. Nel 2021 ha visto il completamento del piano di roll-out di Force-Beat, e l'avvio e il relativo completamento del piano di roll-out di tutte le Aree del sistema WorkBeat che ha permesso il successivo disimpegno del vecchio sistema SMILE.

Il piano ha coinvolto nella formazione circa 600 persone dell'unità Sviluppo Reti e si è concluso ad inizio ottobre 2021.

Sono poi state attivate 5 UO pilota del nuovo sistema ADS che nel 2022 prenderà il posto di Force Beat che tra le nuove funzionalità annovera:

- Assegnazione dinamica Lavori con il nuovo sistema Qbeat e relativo algoritmo QUBO
- Agenda Impegni
- Formazione equipaggio preferenziale

Sono stati conclusi i test per la verifica della scelta del nuovo Smartphone nell'ambito del progetto WFM che da settembre 2022 sarà distribuito presso il personale sul territorio.

Sono poi stati portati a termine i collaudi di nuove versioni e reso possibile l'utilizzo di:

- Pegaso 2.0 (Crusotto 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.)

- P3 (nuovo sistema di progettazione) ivi compresa la formazione.
- GBS digitalizzazione Fine Opere Cliente
- Progetto Nuovi TAM Global, (fase 1).

Sono proseguite le attività riguardanti:

- i collaudi per il progetto di GU per impresa che permetteranno una più snella gestione delle attività che riguardano la connessione alla rete da poter affidare alle imprese.
- Mare BT e Mare MT per la manutenzione della rete di Bassa e Media tensione (integrazione supporto ed integrazione FB), Agenda fase 2, progetto Platform, partecipazione alla room Smart execution, Room Gestione Guasti e room per la stesura dei requisiti di NET (P3 in ambito Global) e Room gestione Produttori.
- Acquisizione know-how e formazione su prodotto spring lab necessario per l'attivazione del progetto ASID.
- Acquisizione know-how e formazione su prodotto new-wired (prodotto per la realizzazione di guide/tutorial su prodotti Beat.
- Gestione della migrazione profili ForceBeat da SMILE-tools a Compac/one click.

Relativamente al progetto WFM, nel 2021 sono stati eseguiti i collaudi e i conseguenti rilasci di diverse 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 inoltre effettuate la progettazione ed il collaudo delle applicazioni:

- ME-FA (gestione Guasti), ME-RE (gestione Letture), ME-DI (gestione Diari) e RLEM (Lettura Massiva per impresa);
- Gestione della migrazione profili ForceBeat da smile-tools a compac/one click.

e gestite le applicazioni che sono ospitate all'interno del WFM (circa 90), al fine di verificare la loro compatibilità nel sistema con diverse tipologie di smartphone.

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 collaudi di NetNav Global.

## Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 36,9 milioni di contatori installati, contribuisce in maniera determinante al raggiungimento di un'alta qualità del servizio commerciale con bassi costi operativi.

Attraverso le funzionalità 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 2021 sono state eseguite con successo da remoto circa 475 milioni di teleletture, circa 3,2 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2,3 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2021 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 2021 e-distribuzione ha installato 5,8 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 24,6 milioni (incluse anche sostituzioni 2G con 2G) 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 2021, 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 25,8 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.566/19 - 99/08 e s.m.i., 376/17 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 2021 sono state eseguite circa 3,7 milioni di prestazioni soggette a tempi standard secondo la Deliberazione 566/19, di cui 72% provenienti da clienti con un venditore sul mercato libero. Le prestazioni relative ai produttori soggette alla Deliberazione 99/08 e s.m.i. sono state invece 699.000.

Nel 2021 il 99,4% delle prestazioni richieste dai clienti e il 98,8% delle prestazioni richieste dai produttori è stato eseguito entro i tempi standard stabiliti dall'Autorità.

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 corso del 2021 gli indennizzi automatici erogati per i clienti sono stati pari a 2,6 milioni di euro, mentre gli indennizzi per i produttori ammontano a circa 1,4 milioni di euro.

Entro il 31 marzo 2022, come di consueto, verranno comunicati all'Autorità i dati annuali sulle prestazioni commerciali relativi ai clienti. I dati sulle prestazioni commerciali relativi ai produttori sono invece comunicati due volte all'anno, ogni semestre.



Nel corso del 2021 sono stati gestite anche circa 1,1 milioni di richieste di sospensione per morosità soggette ai tempi di esecuzione stabiliti dalla Deliberazione 376/17; il 99,8% delle richieste è stato eseguito entro i tempi standard.

### **Sito WEB e canale mobile**

L'anno 2021 ha caratterizzato al livello comunicativo le attività sul sito di e-distribuzione, che è stato costantemente aggiornato con tutte le notizie ed iniziative legate all'azienda e al ruolo chiave del Distributore nel contesto della transizione energetica. Rientra in questo ambito la nuova sezione dedicata al Progetto "Flexibility Lab" attraverso il quale abbiamo aperto i nostri laboratori per contribuire allo sviluppo, all'integrazione e alla validazione dei servizi, dei prodotti, dei dispositivi e delle risorse per la flessibilità, mettendo a disposizione competenze, tecnologie ed esperienza per collaborare con tutti gli operatori e stakeholder della flessibilità per rendere più agevole e veloce l'apertura ai servizi di flessibilità sulle reti di distribuzione. Arricchita anche la Sezione dedicata alla Sostenibilità con due importanti iniziative quali "Le cabine del Paradiso", il progetto artistico pensato in occasione del settecentesimo anniversario della morte di Dante Alighieri, e "Cabin Street, l'energia dell'Arte", un format TV, nato dalla collaborazione con Sky Arte, che ha dato vita a sei puntate dedicate alla street art targata e-distribuzione. Alla fine del 2021 è stata inaugurata la nuova rubrica mensile "E-Dossier". Il primo editoriale è stato dedicato alla transizione energetica e agli obiettivi del ventiseiesimo vertice annuale sul clima (COOP26), svoltosi a Glasgow dal 31 ottobre al 12 novembre.

Un cenno particolare merita lo sviluppo, nell'area riservata del Sito e dell'APP, di nuovi servizi per tutti i clienti, accessibili anche in mobilità. I nuovi servizi disponibili, oltre a quelli preesistenti, sono:

- Fine Opere Clienti
- Verifica Periodica del Sistema di Protezione Generale
- Verifica periodica impianto di terra MT
- Dichiarazione di adeguatezza impianto in media tensione
- Conferma richiesta di verifica
- Invio documentazione integrativa
- Richiesta annullamento
- Avvenuto pagamento dell'anticipo
- Avvenuto pagamento del preventivo
- Richiesta di rimborso:
- Dichiarazione di conformità: per inserire la dichiarazione di conformità impianto come previsto da DM 37/08;

### **Il Contact Center (800-08 55 77)**

Il Contact center di e-distribuzione ha consolidato l'attività di gestione del servizio Segnalazione guasti (SSG) che, in aggiunta al servizio Commerciale (CCO), ha sviluppato un volume complessivo di contatti sul canale telefonico di circa 10,5 milioni (4,25 per CCO e 6,25 per SSG), che hanno generato un volume di attività in carico ai due fornitori pari a circa 4 milioni di lavorazioni.

Nel corso del 2021 è stato avviato il servizio di operatore virtuale per il 15% delle chiamate sulla segnalazione guasti con una percentuale di casi gestiti senza l'intervento di un operatore di circa il 30%. Nel corso dell'anno 2022 l'operatore virtuale verrà utilizzato anche per le risposte alle chiamate di natura commerciale prevedendo una entrata a regime di entrambi i servizi per la fine dell'anno.

Per il 2022 si prevede un incremento delle attività in outsourcing per effetto di iniziative tecnico/organizzative volte ad armonizzare le lavorazioni pervenute dal cliente finale e dai traders (integrazione Contact management e Revolution M03). Queste innovazioni comporteranno una modifica del carico di attività a favore delle Operation commercial e del Caring and Claims che perderanno quota parte dei case che passeranno in gestione al 1° livello. Sempre nel corso del 2022 sarà avviato il progetto “Impiegati 2” nel contesto del Kbms per il quale si prevedono lo sviluppo di ulteriori aree, oltre a quelle già implementate a partire dall’inizio del progetto (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 dopo l’avvio del nuovo fornitore, Comdata, che ha sostituito a partire dalla fine del 2021 Abramo, verrà avviato l’iter di gara per Datacontact la cui opzione di estensione contrattuale di un anno avrà scadenza nel mese di dicembre 2022.

### **Canali Social**

Si è intensificata, rispetto al 2020, 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 2021, 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).

### **Bilancio Energia**

Con il bilancio di energia del 2021, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell’anno 2020, 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 1.000 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. Nell'ambito del progetto GBS – Inspection Intelligence for energy recovery si è inoltre avviata la realizzazione di una nuova piattaforma per la Revenue Protection che andrà in produzione nel 2022”

### **Iniziativa Grid Blue Sky in ambito Commerciale Rete**

Nel corso degli ultimi anni 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 (GBS) con riferimento in particolare all'evoluzione dei sistemi di intelligenza artificiale e alla ottimizzazione delle performance operative.

È proseguita l'attività, da concludersi nei primi mesi del 2022, riguardante la room di GBS (Claims and info requests intelligent automation) limitata al perimetro dei reclami gestiti in R-evolution, quindi gli interventi si sono concentrati principalmente sullo sviluppo e retraining dei modelli AI a servizio di R-evolution. È stato quindi necessario intervenire anche sui modelli AI che risiedono nel sistema documentale IODA, per migliorare le performance del processo end to end dei reclami.

## **L'innovazione sulla rete**

### **Grid Futurability®**

La visione Grid Futurability intende trasformare le reti elettriche dal punto di vista tecnologico in piattaforme inclusive e partecipative, in grado di promuovere il coinvolgimento e l'interazione di tutte le categorie di stakeholder e aprire a nuove opportunità sia in termini di modelli di business innovativi e servizi, sia di valori condivisi. Obiettivo ulteriore è rendere le reti sempre più resilienti e sostenibili al fine di migliorare l'affidabilità e la qualità del servizio sia per rispondere alle conseguenze del cambiamento climatico, sia ridurre il loro impatto ambientale.

In questa visione delle reti del futuro, si inseriscono due iniziative d'innovazione lanciate nel 2021 che hanno interessato le città di Matera e Genova.

Esse concretizzano la visione Grid Futurability attraverso l'applicazione delle più innovative tecnologie per la rete elettrica con l'obiettivo di apportare benefici, non solo nella gestione dell'infrastruttura, ma anche nella qualità del servizio e nella capacità della rete di accogliere le fonti rinnovabili.

Il progetto Grid Futurability Matera nei 5 anni di sviluppo prevede interventi su tutti gli asset principali dell'infrastruttura (31 primarie e 920 secondarie) dove si stanno installando le tecnologie all'avanguardia frutto dell'apertura verso l'innovazione realizzata dall'azienda anche con l'ecosistema esterno.

Le tecnologie impiegate, in ottica resilienza e sostenibilità, includono l'automazione avanzata, - (Smart Fault Selection, che consente di individuare e isolare automaticamente in meno di un secondo un tratto di rete affetto da un guasto) - i sensori IoT (Internet of Things, presenti lungo l'infrastruttura e capaci di monitorare in tempo reale lo stato della rete) e il QED, (un dispositivo unico, dotato di alta capacità computazionale ed "intelligenza", che integra tutte le funzionalità presenti in una cabina di gestione della rete per renderla sempre più digitale e sostenibile). Altri dispositivi del progetto utilizzano inoltre la Realtà Aumentata e l'Intelligenza Artificiale, supporti fondamentali nella gestione della rete per individuare componenti che hanno subito danneggiamenti e monitorare con precisione l'interferenza con la vegetazione, grazie all'acquisizione del gemello digitale della rete e le termocamere sono d'aiuto alle squadre sul campo nel territorio per l'ottimizzazione degli interventi.

Ulteriori componenti tecnologici del progetto sono la cassetta stradale di nuova generazione (Smart Street Box) più resistente e rinforzata, dotata di sensori intelligenti che agiscono in coordinamento con i sistemi di cabina (a beneficio della sicurezza dei cittadini e del decoro urbano contro eventuali rischi di danneggiamento) e il dispositivo Chain 3 per l'osservazione da remoto della produzione da fonte rinnovabile in BT.

A corollario di tutte le realizzazioni di carattere tecnologico previste dal progetto, in sinergia con le realtà locali, a Matera è stata realizzata un'analisi approfondita del contesto socioeconomico ed ambientale del territorio (SEECA), svolta attraverso il coinvolgimento locale degli stakeholder per incrociare le priorità dell'azienda e le aspettative della comunità. Il risultato di questo approccio potrà consentire delle azioni sostenibili per la creazione di valore condiviso con il territorio.

A Genova il progetto Grid Futurability, inaugurato nel dicembre del 2021, prevede interventi su 201 cabine secondarie e 5 cabine primarie con il coinvolgimento di circa 35 mila clienti. Sono previsti inoltre interventi di potenziamento della rete, in particolare quella di Bassa Tensione e il rifacimento di 8 linee di Media Tensione nonché la connessione di oltre 700 cabine con la fibra ottica. Tra le innovazioni previste: la Smart Fault Selection, la selezione intelligente del guasto, che riguarderà 4 cabine primarie e 86 cabine secondarie, interventi di 3D Modeling su tutti gli asset primari e secondari interessati dal progetto, l'installazione di cassette di sezionamento telecomandate, che consentiranno una rapida alimentazione della clientela interessata dal disservizio, e la sensoristica di cabina (IoT, Internet of Things) e ambientale. Previste inoltre le prime installazioni dell'iniziativa di economia circolare sui contatori elettronici: nella città sono programmati infatti 22.000 Green Open Meter realizzati con materie provenienti a partire dai contatori dismessi.

### **Progetti e soluzioni innovative**

I progetti principali d'innovazione del 2021 possono essere individuati nell'ambito dei tre filoni volti a migliorare le prestazioni della rete elettrica rendendola più aperta, sostenibile ed efficiente. Questi tre filoni afferiscono al design sostenibile e alla resilienza delle reti, ovvero a criteri di progettazione, realizzazione e manutenzione dell'infrastruttura elettrica in ottica *circular by design* e sostenibile e a migliorare l'efficienza e la qualità del servizio, alla sicurezza ed eccellenza operativa, per la salvaguardia del personale ed esterna e la maggiore efficacia delle operazioni sulle reti, e infine alla flessibilità energetica e ai nuovi servizi per una rete in grado di promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili e l'elettrificazione dei consumi e nuovi modelli di business per tutti gli stakeholder collegati alla rete.

### **Design sostenibile delle infrastrutture elettriche**

Tra i progetti di maggior rilievo del 2021 due soluzioni sono risultate di particolare efficacia e riguardano l'armadietto stradale rinforzato, destinato alla rete BT e resistente alle manomissioni, nonché una soluzione volta alla gestione dell'interferenza della vegetazione sulle linee elettriche.

L'armadietto stradale risponde efficacemente attraverso un nuovo design e un innovativo sistema di chiusura delle porte ad aumentare la forza complessiva e la resistenza ai danni e manomissione di questo particolare asset della rete presente in strada e molto diffuso. La soluzione per il disturbo della vegetazione altresì utilizza un sensore in grado di percepire l'avanzamento della vegetazione e il possibile disturbo alle linee elettriche. È dunque efficace nella manutenzione preventiva della vegetazione sita accanto agli impianti.

Nell'ambito della progettazione di asset sostenibili della rete elettrica, durante il 2021, sono state lanciate due challenge relative al design sostenibile: una relativa alla cassetta stradale in BT e una alla cabina secondaria. Entrambe le challenge sono state aperte al contributo esterno di professionisti ed imprese richiedendo, nel rispetto

dei requisiti tecnici, di sicurezza e di protezione, di ottemperare attraverso una nuova progettazione dei due asset, ai principi dell'economia circolare in tutte le fasi di ciclo di vita dei materiali, dall'approvvigionamento alla progettazione, dalla produzione alla gestione del rifiuto, nonché ai principi fondamentali della sostenibilità in linea con gli SDGs.

Le challenge hanno richiesto inoltre che le due infrastrutture fossero il frutto di una ricerca formale destinata ad una migliore integrazione con il contesto cittadino o rurale ove sono comunemente collocate.

Entrambe le iniziative si inseriscono in un piano d'innovazione che interessa la rete volto a renderla un network partecipativo, specchio dei bisogni dei clienti come quelli di interventi di rigenerazione urbana e di massimizzazione di valore condiviso.

### **Sicurezza ed eccellenza operativa**

Tra le iniziative del 2021 di maggiore rilievo per la sicurezza e l'eccellenza operativa va contemplata l'entrata in esercizio della soluzione innovativa dell'esoscheletro, un dispositivo indossabile progettato per ridurre lo stress fisico delle squadre operative addette ai lavori sotto tensione MT (Media Tensione). La soluzione è stata adottata da parte di tutte le squadre volta a migliorare le operazioni sul campo e le performance di chi lo indossa agendo nella massima sicurezza. Sempre in questo ambito, di particolare rilievo sono stati i progetti relativi alla soluzione Video-collaudi e alla nuova morsettiera smart per le cassette stradali in bassa tensione (BT). La soluzione dei video-collaudi rientra nell'ambito della digitalizzazione dei processi ed è volta all'ottimizzazione delle ispezioni di qualità che grazie ad esso sono effettuabili da remoto attraverso un sistema che utilizza sia telecamere 360 pilotabili da remoto che altre indossabili. La morsettiera installabile nelle cassette stradali è invece un'innovativa soluzione per il controllo e l'automazione della rete BT da remoto, ed è finalizzata a raccogliere valori della rete, sia elettrici che ambientali, utili a segnalare preventivamente la necessità di intervento sia d'ausilio nel prevenire eventuali guasti.

### **Flessibilità e nuovi business**

Per rispondere alle nuove necessità della transizione energetica che richiede un sistema più efficiente per risolvere le criticità sulle reti elettriche legate alle congestioni o al profilo di tensione, e- distribuzione ha promosso diverse iniziative nell'ambito della flessibilità energetica.

La crescente presenza di impianti da fonti rinnovabili e la maggiore elettrificazione dei consumi. Infatti, inclusa la diffusione della mobilità elettrica, rendono necessaria una gestione sempre più attiva, distribuita e flessibile della rete elettrica. Inoltre, la Direttiva UE n. 944/2019 (mercato elettrico) attribuisce al DSO un ruolo di facilitatore di mercato neutrale, incentivato a fornire servizi di flessibilità per risolvere i vincoli di rete.

In questa ottica nel 2021 l'iniziativa d'innovazione di maggiore rilievo è stata l'inaugurazione del Flexibility Lab; laboratori presenti in Italia a Milano e Bari, volti a contribuire allo sviluppo, all'integrazione e alla validazione di servizi, prodotti e risorse per la flessibilità. I laboratori mettono a disposizione infatti, competenze, tecnologie ed esperienza per la collaborazione con tutti gli operatori e stakeholder della flessibilità per rendere più agevole l'apertura di questo mercato.

Sempre nell'ambito del nuovo ruolo del DSO, nel 2021, e-d sta lavorando ad altre iniziative d'innovazione volte a rispondere alla richiesta della delibera 352/21 ARERA di portare avanti un progetto pilota per la sperimentazione dell'utilizzo dei servizi di flessibilità da parte del DSO.

Tutto ciò per valorizzare il contributo dei DER (risorse energetiche distribuite) e volto a rendere le reti elettriche piattaforme partecipative, resilienti e sostenibili.

Nell'ambito dell'osservabilità della rete il 2021 ha visto l'avvio del progetto Chain3, all'interno dell'iniziativa Grid Futurability Matera come evidenziato nel paragrafo sopra, che nasce come soluzione per l'esercizio dell'osservabilità BT presso un insieme di impianti di produzione da fonti rinnovabili connessi in bassa tensione. Il dispositivo Chain 3 è finalizzato al monitoraggio in tempo reale delle fonti rinnovabili, esso è un Gateway che comunica con i contatori Open Meter monofase e trifase attraverso il canale di comunicazione omonimo.

## Progetti Finanziati

La Società è molto attenta a identificare e sviluppare nuove opportunità di business e a cogliere le possibilità di finanziamento per i progetti di interesse, negoziando accordi con soggetti pubblici ed altri partner per progetti finanziati.

Di seguito si riportano i principali progetti finanziati, in essere al 31 dicembre 2021, riferiti sia ad attività di ricerca e sviluppo che ad attività di investimento.

### 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. Dal 2021 è iniziato il biennio di monitoraggio dei dati come previsto nel Grant Agreement.

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 2021 sulla parte degli impianti secondari e le linee. 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 è iniziato il quinquennio della fase dimostrativa 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 EUSysFlex

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.

Nel 2021 hanno quindi avuto luogo le attività relative all'implementazione del dimostratore con la predisposizione del sito caratterizzata dall'esecuzione delle seguenti attività:

- Esecuzione delle installazioni mirate al completamento della smartizzazione della CP Quarto;



- realizzazione della cabina secondaria di consegna, necessaria per la connessione alla rete MT dei due moduli STATCOM nel rispetto di quanto previsto dalla norma CEI 0-16;
- Installazione in Cabina Primaria della versione aggiornata del Sistema di Regolazione Locale (SRL);
- posa dei moduli STATCOM.

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.

In riferimento alle attività eseguite nell’anno 2021, E-Distribuzione ha preso parte attiva nelle sperimentazioni su rete pilota e rete reale. Sulla base dei dati di rete elettrica, consumo e produzione, sono stati eseguiti calcoli di load flow e misurazioni delle prestazioni della rete finalizzate ad individuare le possibili soluzioni da adottare per una migliore gestione della stessa. Gli interventi proposti per il miglioramento della rete sono stati quindi sottoposti all’analisi finale di un tool di ottimizzazione in grado di indicare una soluzione “ottima” fra tutte quelle proposte. Infine, sono stati utilizzati machine learning e data mining per la predizione dei consumi degli anni futuri.

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.

### Progetto ISMI

I.S.M.I., doppio acronimo di ISole MInori e Integrated Storage and Microgrid Innovation, risponde al Bando "Industria Sostenibile" PON I&C 2014-2020, di cui al D.M. 1° giugno 2016, pubblicato dal MISE.

Il progetto, avviato a Dicembre 2019 e la cui conclusione è prevista nel 2023, vede il coinvolgimento di cinque partner di cui E-Distribuzione è capofila; prevede la realizzazione di un'architettura unificata in grado di garantire un controllo efficiente e stabile di reti isolate (Microgrid quali le isole minori italiane), costituito dall'integrazione di logiche di controllo a livello globale di rete (Microgrid Controller) e logiche di controllo locali dei sistemi di generazione da fonte rinnovabile e da fonte convenzionale integrata con accumulo dell'energia. Le attività in capo ad E-Distribuzione si svolgeranno presso il Laboratorio Smart Grid di Bari.

Nel corso del 2021 sono stati raggiunti diversi risultati tecnici, tra cui: la definizione dell'architettura di controllo e della rete di riferimento per la simulazione dello scenario, la definizione di protocolli e modelli di dati per la comunicazione tra il Microgrid Controller e i Controllori Centrali d'Impianto, la definizione dell'architettura fisica del Microgrid Controller, l'installazione di componenti hardware e dispositivi di campo tipici della rete di distribuzione elettrica presso lo Smart Grid Lab di Bari. Inoltre, sono state definite delle specifiche tecniche di apparati e sistemi necessarie per l'indizione delle rispettive gare.

Il budget impegnato da E-Distribuzione per la realizzazione del progetto è di 2,4 milioni di euro di cui finanziati dal MISE circa 1 milione di euro. Nel corso del 2021 si è iniziato a lavorare ad una variante tecnico-economica che prevede tra l'altro una riduzione del budget di E-Distribuzione nell'ambito del progetto.

### 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. Nell'anno 2021 è stata completata la fase di progettazione e i lavori sono proseguiti secondo le previsioni progettuali. Ad ottobre del 2021 è stata sottoposta al MiTE le Rendicontazioni dei SAL, per i quali siamo in attesa delle verifiche da parte degli Organismi preposti.

### **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. Nel 2021 la fase di esecuzione dei progetti è proseguita speditamente e nel mese di dicembre sono state presentate alla Regione Siciliana le rendicontazioni di SAL per le opere eseguite ed i costi effettivamente sostenuti fino ad ottobre 2021.

### 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 2021 sono proseguiti i sopralluoghi e le progettazioni, effettuati ulteriori 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 Puglia

A seguito della pubblicazione del Bando n° 226 del 20.11.2019, la Regione Puglia nel luglio del 2020 ha approvato ed ammesso a finanziamento 3 progetti sottoposti da e-distribuzione a valere sul P.O.R. FESR Puglia 2014-2020 – Asse prioritario IV "Energia sostenibile e qualità della vita" – Azione 4.3, destinato ad "Interventi per la realizzazione di sistemi intelligenti di distribuzione dell'energia (SMART GRIDS)", per un totale di circa euro 24,9 milioni.

I progetti finanziati al 100%, sono i seguenti:

1. Smart Grid Foggia Nord: importo di 12,0 milioni di euro;
2. Smart Grid Presicce: importo di 6,5 milioni di euro;
3. Smart Grid Crispiano: importo di 6,4 milioni di euro.

I progetti dovranno essere ultimati entro il 31/12/2023, data ultima di fine programmazione 2014-2020. I lavori sono formalmente partiti nel 2021 ed a settembre dello stesso anno la Regione ha erogato l'anticipo del 40% sul valore totale per ogni singolo progetto

### Progetti PON 2.0

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*" del 2019, con il decreto del 31 marzo 2021 il Ministero della Transizione Energetica (MITE) ha ammesso a finanziamento (100% dei costi a fondo perduto) 16 dei 28 progetti candidati da e-distribuzione per un valore complessivo di 107 milioni di euro così suddivisi per regione:

- Basilicata: 1 progetto per 4,7 milioni di euro;
- Campania: 2 progetti per 15,6 milioni di euro;
- Sicilia: 4 progetti per 28,7 milioni di euro;
- Calabria: 6 progetti per 34,8 milioni di euro;
- Puglia: 3 progetti per 23,4 milioni di euro.

Il perimetro e le tipologie di ciascun progetto sono analoghi a quelle espone per i progetti PON e POR delle precedenti sezioni.

Nel corso del 2021 sono state avviate le prime attività di sopralluogo e progettazione per alcuni dei 16 progetti.

## Altre 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 giugno 2021 e-distribuzione ha pubblicato il nuovo Piano 2021-2023, 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 richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell'ambito dell'attuale Piano, nel 2021 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per oltre 150 milioni di euro (circa euro 670 milioni totali già investiti dal 2017 al 2021).

È attualmente in fase di predisposizione l'aggiornamento del Piano per il triennio 2022-2024.

### Progetto DSO 4.0 – Digital Network

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

Il Progetto si basa sul "rilegamento" delle cabine secondarie e primarie ad una rete in fibra ottica, per conseguire una serie di obiettivi e benefici fondamentali per lo sviluppo della rete di distribuzione anche in prospettiva futura. A tal fine, oltre al rilegamento delle cabine elettriche alla rete in fibra ottica, è prevista l'installazione di componenti e sensori di nuova concezione tecnologica che, unitamente ad interventi strutturali, contribuiranno al miglioramento

della qualità nonché all'evoluzione tecnologica della rete di e-distribuzione, in linea con le previsioni e gli scenari delineati dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC). Gli obiettivi di decarbonizzazione implicano infatti una crescente decentralizzazione, peraltro già in atto, delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea la diffusione di nuove forme di utilizzo dell'energia elettrica, di sistemi di accumulo, demand response, mobilità elettrica/vehicle to grid, destinati a cambiare in modo radicale il paradigma di gestione e funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

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

Gli interventi sono riconducibili a tre driver principali:

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

Nel corso del 2021 sono stati realizzati investimenti per circa euro 182 milioni consentendo di raggiungere un numero di cabine rilegate in fibra ottica pari a 20.488 complessive dall'inizio del progetto, di cui n. 3.192 predisposte per attivazione.

Nel 2022 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 138 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 "iper critici" 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 2021 sono stati realizzati investimenti per circa euro 354 milioni, che hanno consentito di completare il potenziamento di 889 km di linee MT, il rifacimento di 2.709 cabine secondarie e l'installazione di circa 4.297 nuovi telecontrolli MT e BT.

Nel 2022 sono previsti investimenti complessivi per oltre 548 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 2021 e-distribuzione ha installato circa 5,85 milioni di Open Meter a fronte di un piano 2021 che prevedeva l'installazione di circa 5,6 milioni di contatori.

Rispetto al volume a piano, l'incremento principalmente è stato registrato nelle sostituzioni 2G su 2G a causa di un'attività straordinaria di recupero del tasso di raggiungibilità dei contatori, che ha portato ad un incremento di circa 200.000 sostituzioni aggiuntive. In totale sono stati installati circa 3,93 milioni posati in massiva e 0,52 milioni posati in ripasso dalle imprese dedicate al piano di sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione e 1,37 milioni posati per lavori di allacciamento o sostituzione richiesti dai clienti. Per quanto riguarda la suddivisione tra tipologie di contatori, nel 2021 sono stati installati complessivamente 5,165 milioni di contatori monofase e 693.800 contatori trifase.

A fine 2021, circa 22,3 dei 31,5 milioni dei clienti totali di e-distribuzione hanno un contatore elettronico di seconda generazione (CE2G) installato.

Nel 2021 hanno lavorato al piano di installazione massiva circa 1.100 operatori su circa 170 lotti contrattuali, il cui importo complessivo, compresi i materiali, ammonta a circa euro 273,5 milioni.

Nel corso del 2021 sono emerse difficoltà di approvvigionamento dei materiali, che hanno portato nella fase iniziale dell'anno ad un rallentamento del rate di installazioni, successivamente diverse imprese del comparto hanno riscontrato problemi nel rispettare gli impegni contrattuali di sostituzioni mensili, sia per effetto lungo della pandemia (che rende più complesse le procedure per l'accesso alle abitazioni) sia all'incremento complessivo delle attività dovuto alla ripresa economica che ha rilanciato alcuni settori soprattutto nel mondo dell'edilizia per gli incentivi proposti dallo Stato. In questo contesto, nell'ultimo quadrimestre dell'anno è stato necessario attuare delle politiche ad hoc al fine di rispettare gli impegni pubblicitari presi, anche nei confronti di ARERA: a tal fine, sono stati attivati nuovi contratti straordinari, 9 in totale, ed inoltre sono stati proposti alle imprese dei meccanismi incentivanti di premialità aggiuntiva, allo scopo di garantire il volume totale di sostituzioni vecchia con nuova tecnologia previsto per il 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 2021 sono stati installati circa 81.000 concentratori di seconda generazione, cosa che ha portato il residuo cabine secondarie da dotare di concentratori di nuova generazione a 67.000: tali cabine saranno allestite con il concentratore di nuova generazione principalmente nel 2022 con un'eventuale coda nel 2023.

L'investimento totale 2021 per il piano Open Meter è stato pari a circa 500 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 2021:

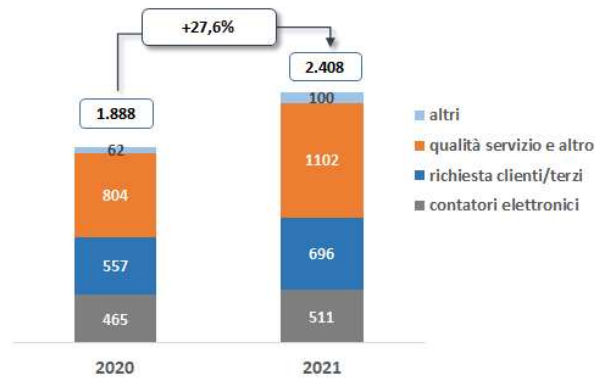
- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di quasi 16.800 km di rete di infrastruttura elettrica aerea, il 62% in più rispetto all'anno 2020. Dall'inizio del progetto sono stati certificati circa 75.100 km di rete elettrica;
- operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 11.300 km di rete, con un incremento del 12% rispetto al 2020. Dall'inizio del progetto sono state accettate Offerte per circa 61.300 km;
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per circa 1.000 km di infrastruttura elettrica aerea. Dall'inizio del progetto sono stati effettuati lavori di adeguamento per oltre 6.900 km.

Complessivamente, a fine 2021, l'infrastruttura elettrica aerea e interrata messa a disposizione degli operatori di telecomunicazione da e-distribuzione è di oltre 60.500 km.



## Investimenti

Gli investimenti realizzati nel corso del 2021 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli adeguamenti alle prescrizioni e agli adeguamenti tecnologici. Di seguito si riporta la composizione degli investimenti al 31 dicembre 2021 confrontata con l'anno precedente:



Gli investimenti legati alla richiesta di clienti o terzi presentano complessivamente un incremento di circa euro 139 milioni rispetto a dicembre 2020.

Le ragioni principali dell'incremento sono riconducibili ad un aumento delle richieste di connessione (circa euro 107 milioni) e alle richieste da produttori (in aumento di circa euro 17 milioni). Si registra un aumento delle richieste di spostamento impianti da parte clienti/terzi di circa euro 15 milioni (di cui euro 38 milioni per richieste cliente/terzi compensati da una riduzione di circa euro 23 milioni delle richieste di operatori telefonici per l'appoggio della fibra ottica sui nostri impianti).

Gli investimenti in "contatori elettronici" (inclusi gli apparati di teletrasmissione), risultano in crescita di euro 46 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 un aumento di circa euro 37 milioni. Al 31 dicembre 2021 su un parco contatori elettronici installati attivi di circa 31,5 milioni, circa 22,3 milioni sono di seconda generazione, di cui circa 5 milioni installati nel corso del 2021.

Gli investimenti in "qualità del servizio e altro" (adeguamenti e/o interventi a seguito guasti) registrano un aumento complessivo di euro 298 milioni rispetto al 2020.

In particolare:

- gli investimenti per la qualità del servizio del 2021 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 226 milioni;
- gli investimenti riguardanti i Progetti Finanziati (PON) registrano un aumento pari a euro 9 milioni;
- gli investimenti relativi al Piano Resilienza, presentano una crescita pari a complessivi euro 32 milioni, con un recupero rispetto all'anno 2020 impattato dall'emergenza Covid-19;

- gli investimenti di mantenimento in qualità su condizione registrano un incremento pari a euro 54 milioni e quelli per adeguamenti registrano un leggero aumento pari a euro 7 milioni;
- gli interventi di ricostruzione a seguito di guasti presentano una flessione di euro 14 milioni ed anche gli altri investimenti, principalmente asset informatici e immobili risultano in diminuzione per circa euro 16 milioni.

Gli "altri" investimenti, pari a circa euro 100 milioni, si riferiscono ad attività materiali in leasing e presentano un incremento complessivo pari a euro 38 milioni dovuto in particolare a:

- incremento di euro 53 milioni riferito ai diritti di uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle cabine, acquistati in modalità IRU da Open Fiber;
- incremento di euro 2 milioni delle locazioni di autoveicoli da terzi;
- riduzione di euro 15 milioni delle locazioni di fabbricati per uso ufficio da Enel Italia;
- riduzione di euro 2 milioni delle locazioni di fabbricati per uso cabine da terzi.

## Politica ambientale

In continuità con gli anni precedenti, nel 2021 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 il continuo controllo degli aspetti ambientali connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica.

Inoltre, è stato confermato 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-distribuzione ha pertanto continuato ad implementare 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 SF<sub>6</sub>;
- 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 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.

Al fine di allineare le procedure interne ai cambiamenti organizzativi e normativi, nel 2021 è stata aggiornata l'Istruzione Operativa "Gestione dei rifiuti prodotti da e-distribuzione" che ha recepito tra l'altro le modifiche al TUA introdotte dal D.Lgs. 116 del 29 settembre 2020.

Anche nel 2021 il piano di formazione ambientale è stato finalizzato allo sviluppo delle competenze e alla diffusione della cultura sugli aspetti ambientali a vari livelli dell'organizzazione.

Gli interventi formativi rivolti al personale tecnico e operativo hanno riguardato principalmente la gestione delle emergenze ambientali e delle apparecchiature contenenti FGas; è stato inoltre avviato un percorso di sensibilizzazione sui temi della sostenibilità che proseguirà anche nel 2022.

Per il personale della funzione Salute Sicurezza e Ambiente sono state riprese tematiche specifiche quali FGas, rifiuti e bonifiche, mentre la formazione sui controlli è stata estesa ad altre figure professionali per rendere sempre più incisiva l'attività di verifica in campo della corretta gestione ambientale.

Infine, al target manageriale è stato dedicato un percorso per fornire una panoramica sia sugli aspetti normativi rilevanti in campo ambientale sia sulle prospettive legate ai temi della sostenibilità ed economia circolare.

In tutti questi casi la formazione è stata erogata essenzialmente in modalità da remoto (*virtual room* e *webinar*), consentendo un'ampia partecipazione.

Per quanto riguarda gli indicatori di performance ambientali, nel 2021 la percentuale di recupero dei rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti direttamente da e-distribuzione si attesta al 73%, leggermente al di sopra dell'anno precedente, mentre è stata quasi del tutto azzerata la presenza di trasformatori MT/BT con PCB in servizio.

## **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, con un numero di clienti superiore a 50.000, 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, con il D.M. dell'11 gennaio 2017 sono stati fissati gli obiettivi per gli anni dal 2017 al 2020 e con l'ultimo D.M. del 21 maggio 2021 gli obiettivi per gli anni dal 2021 al 2024.

Il meccanismo costituito si basa sull'acquisizione da parte dei distributori (c.d. "soggetti obbligati") 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) 0,45 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2021;
- b) 0,75 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2022;
- c) 1,05 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2023;
- d) 1,08 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2024.

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 definito con Delibera dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) in proporzione all'energia o gas distribuiti, nella misura minima del 60% consegnando al Gestore dei Servizi Energetici TEE equivalenti a tale obiettivo, oltre al residuo del secondo anno precedente. Con la normativa attuale il periodo necessario a completare l'obbligo è di tre anni: nel primo anno va assolto il 60%, mentre il residuo 40% ha scadenza entro il 31.05 del secondo anno successivo.

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. Fino al 31.05.2021, data di pubblicazione in G.U. dell'ultimo D.M. del 21.05.2021, i distributori si sono trovati in una situazione molto critica, perché non era stata presa nessuna decisione sull'anno d'obbligo 2020 che, in assenza di specifico provvedimento, continuava ad avere la scadenza canonica al 31.05.2021 con obiettivi tarati su 12 mesi, anziché sugli effettivi 6 mesi (1.12.2020-31.05.2021). Questa assenza normativa ha provocato nei primi mesi del 2021 un'impennata dei prezzi, che hanno raggiunto picchi fino a circa 300€/TEE. L'ultimo D.M., seppur con molto ritardo rispetto alle previsioni della sua emanazione, ha determinato un allungamento della scadenza dell'obbligo 2020 fino al 16.07.2021 ed una riduzione dell'obbligo 2020 del 60%. Ciò ha permesso ad e-distribuzione di assolvere l'obbligo 2020 ed i residui anni precedenti in scadenza, senza incorrere in sanzioni.

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 ARERA n. 13/14, 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.

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

A seguito di una sentenza del Tar Lombardia del 28.11.2019, la Delibera 487/2018 è stata annullata ed in parte è stato annullato anche il D.M. del 15.05.2018 nella parte di fissazione di un valore massimo del contributo pari a 250€. Con successiva Delibera 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, stabilendo che tale processo di ridefinizione avrebbe dovuto 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 ed evidenziando che il driver più corretto per la definizione del costo complessivo del meccanismo fosse rappresentato dal costo sostenuto dai distributori.

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.

Per l'anno d'obbligo 2021 il contributo aggiuntivo è stato pari al valore massimo di 10€/TEE.

Inoltre, con Delibera 547 del 30.11.2021, ARERA ha riconosciuto ai distributori un contributo eccezionale di 7,26€/TEE per gli extra-costi sostenuti nell'anno d'obbligo 2020 a causa dell'eccessivo rialzo dei prezzi nel periodo febbraio-maggio 2021, derivante dal vuoto normativo sulle modalità di adempimento dell'obbligo 2020, il cui periodo è stato ridotto, come sopra descritto, da 12 a 6 mesi.

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 di riferimento pari 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 ad almeno il 30% dell'obbligo annuale. Il D.M. 2021 ha confermato tale strumento, abbassando la soglia di acquisto di titoli sul mercato

per accedervi e consentendo di utilizzare tale strumento anche a copertura dei residui in scadenza: la nuova soglia è fissata al 20% dell'obbligo minimo annuale più il 20% del residuo del secondo anno precedente in scadenza; ciò consente, in mancanza di titoli sul mercato, di assolvere l'obbligo acquistando dal GSE titoli "virtuali" fino all'80% dell'obbligo minimo dell'anno più l'80% del residuo in scadenza.

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 TEE.

Al 16 luglio 2021, alla scadenza dell'anno d'obbligo 2020, e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 718.515 TEE e ha contemporaneamente acquistato TEE "virtuali" pari a n. 840.956: con questi volumi ha conseguito il 60% dell'obiettivo specifico 2020, azzerato il residuo obbligo 2018 e contribuito anche a circa il 50% del residuo obbligo 2019, in scadenza il 31.05.2022.

Dal 17 luglio al 31.12.2021 la società ha acquistato 257.940 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2022 e compresi i TEE "virtuali", il 60% dell'obbligo 2020 (il cui volume è stato definito da apposita Delibera ARERA in 395.893 TEE), oltre alla quota restante dell'obbligo 2019, pari a 440.666 TEE.

Nel corso del 2021, con l'obiettivo di riuscire a adempiere all'obbligo in scadenza, e-distribuzione S.p.A. ha cercato di contrastare le derive speculative al rialzo dei primi mesi, acquistando le minime quantità necessarie al soddisfacimento dell'obbligo 2020, diversificando per quanto possibile le modalità di acquisto, in una situazione di mercato dove permane una forte riduzione dell'offerta con prezzi che hanno raggiunto picchi fino a 300€/TEE. La media di mercato per l'anno d'obbligo 2020 (chiuso il 16.07.2021) è stata di 270,26€/TEE. A partire dal 17.07.2021 data di inizio dell'obbligo 2021, i prezzi, vista la forte riduzione degli obblighi, si sono stabilizzati intorno ai 260€/TEE, con una media del periodo pari a 259,47€/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 macrocategorie 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'IPCC<sup>1</sup>.

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 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.

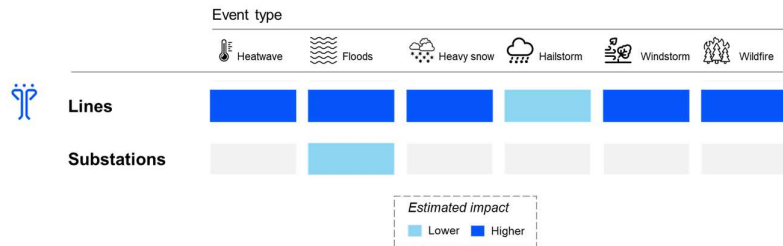
L'insieme dei tre fattori sopra descritti: hazard, vulnerabilità ed esposizione costituisce l'elemento fondamentale per la valutazione del rischio derivante da eventi estremi.

---

<sup>1</sup> 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.

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 per la prevenzione finalizzata a 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 periodo 2017-2021 sono stati già investiti circa euro 670 milioni e nel triennio 2022-2024 verranno investiti euro 350 milioni (circa euro 120 milioni/anno), interessando circa 3.000 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;
- utilizzo di droni per ispezioni mirate di linee elettriche sulla base di segnali deboli di rete;
- predisposizione di una piattaforma digitale (*3DM Repository*) rappresentante il "gemello digitale" della rete;
- utilizzo di strumenti basati sulla intelligenza artificiale per analizzare i dati provenienti dalle ispezioni ("ODIN");
- 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, Chatboot 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 31/12/2021 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 16, del 01/12/2020 e si compone di:

- **Unità Tecniche Centrali:** Commerciale Rete; Esercizio e Manutenzione; Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità; Sviluppo Rete; Gestione Progetti e Costruzione; Open Meter Deployment; Fibra Ottica e Mobilità Elettrica;
- **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;
- **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 della Società.

Nella versione 14 del 21 luglio 2021 è stata creata l'unità di Gestione Progetti e Costruzione, avente il ruolo di gestire le attività di progettazione e realizzazione delle cabine primarie e centri satellite e più in generale la componentistica afferente l'alta tensione; inoltre il progetto fibra ottica assume valenza organizzativa includendo tra le sue responsabilità anche quello di interfaccia tra gli operatori dei punti di ricarica e le unità di e-distribuzione coinvolte nella realizzazione delle nuove infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica.

Nella versione 15 del 13 settembre 2021 viene sancita l'uscita dell'unità organizzativa di Tecnologie di Rete da e-distribuzione perché confluita nella nuova società del gruppo Gridspertise S.r.l.

Inoltre, nel corso del 2021 è stato definito un nuovo modello organizzativo comunicato con la Disposizione Organizzativa n. 941 versione 18 del 15 dicembre 2021, con decorrenza 10 gennaio 2022, che prevede il superamento delle 6 Aree Territoriali, sostituite da 12 Aree Operative Regionali, oltre ad un nuovo dimensionamento dei perimetri locali con una redistribuzione delle attuali 57 zone e l'eliminazione delle 236 unità operative attraverso la creazione di 90 Unità Territoriali.

Inoltre, si ricorda che "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 anche nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2021 del personale di e-distribuzione S.p.A. è pari a complessive 14.706 unità, con un decremento netto di 34 unità rispetto al 31 dicembre 2020 dovuto a 587 cessazioni (di cui 325 per effetto art.4 e 124 per quota 100) e alla mobilità in uscita verso altre società del gruppo (pari a 251 unità). Nel 2021 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento 721 nuove risorse (di cui 239 impiegati e 481 operai) e l'ingresso di 83 risorse provenienti da altre società del gruppo.

	Consistenza al 31 dicembre 2020	Assunzioni e reinserimenti (*)	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2021
Dirigenti	100	-	3	(4)	1	94
Quadri	1.038	1	47	(84)	49	957
Impiegati	6.781	239	363	(48)	223	6.832
Operai	6.821	481	174	(32)	(273)	6.823
<b>TOTALE</b>	<b>14.740</b>	<b>721</b>	<b>587</b>	<b>(168)</b>	<b>-</b>	<b>14.706</b>

(\*) di cui 7 impiegati in Apprendistato Duale

## Sviluppo e Formazione

Le principali attività di sviluppo dell'anno 2021 sono state le seguenti:

1. Realizzazione e conclusione 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) sono state sviluppate skills manageriali, intese sia come capacità di innovare e guidare il cambiamento, sia come capacità di leadership ed influenza sulle proprie risorse.*
2. Implementazione di un percorso di sostegno per i laureandi in servizio che hanno raggiunto il 70% del percorso di studi:  
*Il progetto offre 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. In collaborazione con il Politecnico di Milano nel corso del 2021 sono state erogate le previste prime 330 ore del Master di II livello sul tema delle Smart Grid che ha visto coinvolte 23 risorse di e-distribuzione: 15 candidati esterni inseriti in azienda con contratto di apprendistato di alta formazione e 8 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.*
4. È stato dato avvio nel mese di settembre al progetto di Apprendistato duale realizzato in collaborazione con l'Università Roma3 relativamente al corso di Laurea triennale in Ing. Elettronica con conoscenze tecniche e capacità operative allineate alle esigenze di e-distribuzione ed inserimento in azienda di 7 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.*

5. È stato definito un piano di accompagnamento della nuova organizzazione basato su un programma di ascolto e comunicazione nei riguardi di tutti i dipendenti di e-distribuzione e su una serie di iniziative di sviluppo e formazione per alcune figure professionali di particolare rilevanza (ad es. capi Unità Territoriali e capi Blue Team). In particolare, nell'ultimo trimestre del 2021 sono stati effettuati 10 webinar rivolti a tutta la popolazione aziendale e realizzata una survey di ascolto.

*L'obiettivo del programma di comunicazione e ascolto è stato quello di generare consapevolezza rispetto ai driver della riorganizzazione, alla contestualizzazione della stessa e alle principali novità sul piano organizzativo.*

Per quanto riguarda il processo di Formazione per l'anno 2021 si è assistito, analogamente a quanto avvenuto nell'anno precedente, si è registrato un significativo ricorso– dovuto al persistere dell'emergenza sanitaria – alla progettazione ed erogazione di corsi a distanza sia in modalità sincrona (aule virtuali) che in modalità asincrona; in particolare quest'ultima modalità ha registrato un significativo incremento.

Per quanto riguarda i contenuti dell'attività formativa grande rilievo ha avuto la formazione finalizzata alle competenze Safety, nonché quella relativa al mantenimento e allo sviluppo (upskilling) delle competenze tecniche; in tale ambito va registrata la particolare rilevanza della formazione erogata nell'ambito dei percorsi previsti per gli apprendisti.

Da mettere in rilievo anche gli interventi finalizzati allo sviluppo delle competenze Digital, nonché quelli legati al progetto Grid Blue Sky.

Inoltre, si è lavorato anche sulle competenze soft e su quelle di natura trasversale.

## **Relazioni sindacali**

Le relazioni industriali nell'anno 2021 sono state orientate dall'esigenza da un lato di gestire le vicende correlate all'evoluzione dello stato pandemico da Covid-19 e, dall'altro, di governare il nuovo scenario caratterizzato da politiche di transizione energetica ed evoluzione digitale, attraverso la revisione di modelli organizzativi e di funzionamento operativo di business e conseguente sviluppo e adeguamento delle competenze professionali.

Per quanto concerne lo stato emergenziale, è proseguito il percorso condiviso con le Organizzazioni sindacali e relativi Comitati aziendali bilaterali sulla sicurezza, in linea con il Protocollo firmato da Governo e parti sociali, al fine di coniugare le priorità di continuità e sicurezza del sistema elettrico nazionale con quelle di prevenzione e contenimento del contagio.

Sono state, quindi, definite ulteriori misure straordinarie per la gestione dell'emergenza, quali l'attivazione di hub vaccinali presso le sedi aziendali e, a partire da metà settembre, un piano di graduale rientro in servizio, sperimentando un nuovo modello di gestione degli spazi aziendali e di organizzazione del lavoro ibrida con alternanza di periodi di presenza e da remoto, attraverso un processo di verifica del possesso della certificazione verde quale requisito per l'accesso ai luoghi di lavoro .

In relazione alle politiche del personale, nel corso del 2021, nell'intento condiviso con le parti sindacali di utilizzare tutti gli strumenti normativi possibili a minor impatto sociale, sono stati, inoltre, conclusi alcuni importanti accordi di gestione del turnover. Nello specifico a gennaio è stato sottoscritto un accordo con previsione di incentivi alla risoluzione volontaria del rapporto di lavoro in caso di maturazione dei requisiti per la pensione "Quota 100" e



successivamente nel mese di maggio un nuovo Accordo Quadro attuativo dell'art 4 della legge n. 92/2012 finalizzato alla gestione delle eccedenze nel periodo 2021-2024.

Al fine di contribuire ad avvicinare quanto più possibile il sistema scolastico a quello aziendale, sempre nel mese di maggio, è stato stipulato uno specifico Accordo Quadro con lo scopo di ampliare il ventaglio di applicazione dell'istituto dell'apprendistato, regolamentando la tipologia di alta formazione e ricerca per il ciclo di studi universitari e per gli Istituti Tecnici Superiori e i percorsi di apprendistato professionalizzante per lauree triennali.

Nel mese di dicembre è stato, infine, definito uno specifico Accordo sindacale nazionale che prevede una soluzione conciliativa in relazione al riconoscimento dei periodi di Contratto di Formazione e Lavoro ai fini del calcolo dei cosiddetti "scatti di anzianità" superati dal CCNL del 2001, con introduzione di una innovativa modalità applicativa di formalizzazione degli accordi individuali in ambito aziendale, attraverso una piattaforma digitale.

Nei primi mesi del 2021 si è avviata con le organizzazioni sindacali nazionali una analisi sulle attività tecnico operative delle strutture territoriali afferenti al ripristino del servizio elettrico a seguito di interruzioni che si è conclusa con la definizione, nel mese di aprile 2021, di un adeguato riequilibrio delle risorse realizzato attraverso un piano di assunzioni articolato in 400 nuove immissioni tra operai ed impiegati.

Nei mesi successivi si è sviluppato, poi, un articolato e strutturato confronto sindacale sul piano organizzativo di tutta l'area Rete Italia che, attraverso successivi livelli e piani di interlocuzione nazionale e territoriale, ha portato, nel mese di ottobre, alla condivisione di un nuovo modello organizzativo e di funzionamento operativo, avente decorrenza applicativa gennaio 2022, caratterizzato da una rinnovata attenzione ai clienti ed al territorio e da un nuovo impulso verso l'innovazione e la valorizzazione delle risorse umane.

Successivamente, l'interlocuzione sindacale è proseguita in modo fattivo su di un percorso pluri tematico sfociato nella sottoscrizione di nuove e specifiche intese in materia di articolazione della reperibilità tecnica e operativa, classificazione del personale e sviluppo di percorsi professionali.

Nell'ultimo bimestre dell'anno sono stati, inoltre, effettuati incontri sindacali dedicati alle politiche occupazionali, valutando positivamente la possibilità di effettuare nel mese di dicembre, quale anticipo piano 2022, l'inserimento di ulteriori 300 risorse, in prevalenza categoria operaio, in modo tale da avviare proficuamente i relativi percorsi formativi e di affiancamento.

Nel corso d'anno 2021 e-distribuzione ha contribuito, inoltre, alla implementazione di un progetto di riorganizzazione e razionalizzazione delle attività della Global Business Line Infrastructure and Networks relative alla industrializzazione e alla vendita di soluzioni e servizi tecnologici nei confronti di tutti i player del settore, conferendo con efficacia traslativa 1° settembre 2021, dopo aver ritualmente esperito la procedura ex art 47 L 428/1990 e smi, il ramo d'azienda composto da asset e risorse impiegate nelle unità organizzative dell'area Tecnologie di Rete (Unità Smart Meter, Smart Grids e New Technologies and Innovation) in favore della neocostituita società del gruppo Enel Gridspertise S.r.l.

Sempre costante ed efficace è stato, infine, il dialogo sviluppatosi nel corso dell'anno anche in sede di Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza di Infrastrutture e Reti dove, attraverso la raccolta di pareri e proposte, si sono affrontate tutte le tematiche atte a garantire lo svolgimento dell'attività lavorativa nel rispetto dell'esigenza prioritaria della salute e sicurezza del personale.

Nell'ambito delle iniziative volte ad accrescere sensibilità e consapevolezza in materia di sicurezza, particolare rilievo ha assunto l'iniziativa "S4S" – Stop For Safety – consistente nel fermo delle attività operative per una intera

giornata lavorativa coinvolgendo il personale tecnico operativo di e-distribuzione e delle imprese appaltatrici sui temi della sicurezza sul lavoro.

## **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 completato l'implementazione di precedenti progetti ed avviato nuove attività, come di seguito descritto.

L'anno 2021, come il 2020, è stato caratterizzato dalla pandemia da Covid-19, che ha pesantemente interessato il nostro Paese ed ha condizionato il normale svolgimento delle attività lavorative.

### **Iniziative di prevenzione e contrasto Covid-19**

Per far fronte alla Pandemia assicurando la continuità dell'attività aziendale, è proseguita l'azione di mantenimento dei 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, è stata costantemente monitorata la puntuale adozione delle procedure, istruzioni operative e protocolli anti-contagio, emessi nel corso del 2020 ed accompagnati da campagne di comunicazione e seminari tematici in modalità webinar.

Tra le azioni di prevenzione poste in essere nel 2021 in continuità con l'anno precedente, si richiamano, a titolo esemplificativo e non esaustivo:

- Modalità di esecuzione della prestazione lavorativa: in funzione delle attività assegnate i lavoratori hanno continuato 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;
- 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 utilizzo 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.
- Campagne di vaccinazione:

- Campagna di vaccinazione anti Covid-19: sono state vaccinate complessivamente 465 persone nell'ambito della campagna Enel (predisposte 90 sedi vaccinali, ma solo 10 rese operative in base alle disposizioni emanate dalle autorità locali).
- Campagna di vaccinazione antinfluenzale: vaccinati circa 8.000 colleghi e 4.500 familiari (dato aggregato a livello Country Italia).
- Attuazione controlli certificazioni verdi (Cd "Green Pass"): sono state implementate le misure governative, nei termini stabiliti dalla Policy di riferimento di Gruppo, su tutte le 572 sedi e-distribuzione.

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

È proseguita nel 2021 l'erogazione dei moduli di formazione per i neoassunti degli anni 2018, 2019, 2020 ed è stato avviato il programma di formazione del 1° anno per circa 90 apprendisti assunti nel periodo compreso tra gennaio e giugno 2021 e 211 apprendisti in ingresso tra luglio e dicembre 2021. Per tutti è stato allo stesso tempo 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 applicato il protocollo training predisposto nel 2020 che ha permesso di svolgere l'addestramento in presenza presso i centri di addestramento, anche grazie ad un periodo di smart working formativo successivo alla formazione in presenza. Per quanto riguarda l'alternanza Scuola-Lavoro, sono stati coinvolti nel programma 45 ragazzi di istituti tecnici superiori selezionati e 7 laureandi dell'università Roma 3 (ingegneria elettronica).

### **Stop Work Policy**

È stata rilanciata in ambito e-distribuzione l'importanza della Stop Work Policy, che prevede la facoltà per tutti i dipendenti di fermare l'attività lavorativa nel caso in cui si ravvisino rischi per la sicurezza delle persone o per l'ambiente. È stato erogato un intervento formativo in modalità webinar nei primi mesi dell'anno a cui è seguito il webinar asincrono rivolto a coloro che non avevano potuto partecipare alle precedenti edizioni. Successivamente sono state avviate ulteriori azioni di comunicazione, meglio descritte nel seguito.

### **Stop for Safety**

In data 22 novembre 2021, E-Distribuzione ha fermato tutte le attività programmate, sia quelle del proprio personale sia quelle delle proprie imprese appaltatrici, per promuovere la riflessione ed il confronto sul tema della sicurezza. Tutte le attività sono state sospese per una giornata, pur garantendo la continuità del servizio, con lo scopo di ragionare e confrontarsi su tematiche relative alla sicurezza sul lavoro. All'incontro hanno partecipato tutti i colleghi di E-Distribuzione e delle imprese appaltatrici. Tutto il personale, riunito in gruppi da 20-30 persone coordinate da un responsabile, ha potuto così focalizzarsi in maniera piena ed esclusiva sul tema della sicurezza. Anche le imprese appaltatrici si sono organizzate in modo analogo e hanno partecipato agli incontri collegandosi ciascuna con un gruppo di E-Distribuzione.

### **Personal Voltage Detector**

Nel corso del 2021 è stato completato l'iter di approvvigionamento di circa 6.500 dispositivi "Personale Voltage Detector", rilevatori personali di tensione (di seguito "PVD").

Tali dispositivi, posizionabili sugli elmetti in dotazione e muniti di lampada frontale, emettono un segnale acustico in caso rilevino la presenza di parti in tensione a distanze inferiori a quelle di sicurezza.

I PVD sono stati distribuiti al personale e-distribuzione operante sui cantieri. Parallelamente è stata lanciata un'iniziativa volta a dotare anche il personale delle imprese appaltatrici del medesimo dispositivo, al fine di incrementare ulteriormente il livello di prevenzione di possibili infortuni elettrici dovuti ad incauto avvicinamento a parti d'impianto attive.

### **Metodi di Lavoro, DPI e Attrezzature**

Oltre a quanto sopra, è proseguita l'attività generale di definizione ed aggiornamento delle linee guida in tema di Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) ed attrezzature collegate agli aspetti di salute e sicurezza dei lavoratori, nonché di presidio delle relative attività di certificazione e omologazione, d'intesa con le altre unità coinvolte;

Sono stati redatti/aggiornati 8 Metodi di Lavoro, 27 Specifiche Tecniche Unificate, seguiti 65 processi di omologazione e definiti altrettanti requisiti di gara.

Nel 2021 è stata ulteriormente consolidata l'attività di coordinamento delle attività relative alla gestione dei Lavori Sotto Tensione MT, curando i rapporti con le autorità competenti e garantendo il presidio normativo e la formazione del personale

Nel corso del 2021 è stata inoltre avviata la nuova squadra Abruzzo e sono stati fatti 2 nuovi corsi per isolatori rigidi; complessivamente sono stati eseguiti 2000 lavori sotto tensione, con un incremento del 2% rispetto al 2020 ed un battente medio lavori per squadra/mese pari a 14,3. Sono inoltre proseguite le attività formative per i metodi a contatto, che consentono maggiore rapidità e semplicità di esecuzione, per 2 squadre.

### **HSE Update**

È proseguita nel 2021 la diffusione mensile degli HSE Update, bollettini periodici in cui vengono descritti ed analizzati tutti gli eventi e gli indicatori HSE d'interesse; tali informative, delle quali è richiesta la condivisione con tutto il personale e-distribuzione d'impresa, hanno trattato nel complesso:

61 – Infortuni

135 – Near Miss

214 – Cantieri con non conformità

### **Progetto #voceallasicurezza**

Nel 2021 è proseguito 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 identificate con le seguenti campagne:

- #siamonoiachiedertelo, che si divide in due aree tematiche:
  - o Stop work policy:
    - Video dei Capi Area
    - Video dei figli dei dipendenti
  - o Near Miss
    - Video dei colleghi
- #puntosicurezza, che dopo il video di commitment del nostro Amministratore Delegato, ha proposto l'analisi di temi relativi alla sicurezza con la moderazione della giornalista Lavinia Spingardi
  - o "Bassa tensione, Alta attenzione";

- “Il gioco di squadra ha le sue regole”;
  - “Controlli in cantiere: un’opportunità di crescita”;
  - “Media tensione, massima collaborazione”.
- Canale Telegram:
- Il cui scopo è quello di diffondere le informazioni sulla sicurezza mediante un gruppo pubblico (prevede sottoscrizione gratuita al canale) informativo che consente mediante una modalità più smart di raggiungere i colleghi sul territorio. I contenuti diffusi sulla chat che sono ristretti rimandano a link raggiungibili solo da personale interno.

### Attività di controllo cantieri

L’attività di controllo è proseguita secondo la linea di azione già delineata nel 2020, con un incremento del target controlli annuo superiore al 50%.

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 51.800 controlli con un numero di cantieri irregolari pari a 1.533, il tasso di irregolarità rilevanti è pari a 0,03% (n. 307 irregolarità rilevanti su oltre 1 milione di 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 2021 è il seguente: preposti impresa sospesi 111 a cui si aggiungono 100 addetti sospesi.

### Fatality Risk Index

Nel corso del 2021 è proseguito il processo di valutazione delle performance safety delle oltre 300 imprese appaltatrici operanti sul territorio nazionale. La profilazione di tali imprese si è basata sull’adozione del Fatality Risk Index (FRI), basato sulle Non Conformità riscontrate in cantiere e sugli eventi infortunistici occorsi e pesato sulle ore lavorate da ciascun appaltatore.

Sulla base di tale indicatore, sono state valutate in sede di Evaluation Group 82 imprese ritenute critiche dal punto di vista safety. Nella stessa sede sono state previste altrettante azioni di miglioramento, presidio e/o *consequence*

*management* per ciascuna di esse. Le misure adottate variano, a seconda della criticità dell'impresa, dall'incremento del presidio in cantiere tramite indirizzo controlli, alla programmazione di specifici assessment con focus sulla gestione dei processi safety (73 completati nel 2021), fino alla sospensione dei lavori (4 imprese sospese a seguito di Non conformità rilevanti o Infortuni High Potential)

### **Virtual Reality**

Nel 2021 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 2021, 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. Sono stati implementati anche scenari divulgativi su rischi domestici per gli incontri con gli studenti delle scuole.

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

Nel 2021 si è definitivamente concluso l'iter di 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, con il completamento della implementazione su tutto il perimetro e-distribuzione.

A valle dell'aggiornamento sui sistemi informativi aziendali (StWeb) iniziato nel quarto trimestre 2020 e conclusosi nei primi mesi del 2021, si è effettuato il rilascio definitivo in esercizio della nuova revisione.

La formazione, che ha coinvolto 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, è stata completata preliminarmente all'avvio in esercizio.

Nell'ultimo trimestre dell'anno, inoltre, è stata erogato un nuovo intervento formativo di richiamo e chiarimento a tutto il personale operativo e tecnico.

### **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 2021 sono state condotte, come nell'anno precedente, circa 2.500 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 2021 i controlli eseguiti da personale di e distribuzione su cantieri di sostituzione massiva sono stati circa 3.900.

### **Iniziative Digital in ambito HSE**

Nel corso del 2021 è proseguita la fase di distribuzione degli applicativi HSE sviluppati nell'ambito del progetto "Digitaly", sviluppati nel corso del 2020:

- AIDA (gestione infortuni e near miss): in esercizio da maggio 2020 su tutte le Aree Territoriali Rete, è stato correntemente utilizzato nel corso dell'anno da parte di tutto il personale;
- SiteID (carta di identità 'safety' degli impianti): in esercizio da dicembre 2019 per le Cabine Secondarie, è stata rilasciata a gennaio 2021 l'integrazione con S-CAN e l'ampliamento alle Cabine Primarie.
- Smart Control (applicativo per la gestione controlli in cantiere): in esercizio l'applicazione e-site controller dal secondo semestre del 2021 per l'esecuzione delle visite di sorveglianza a personale e-distribuzione.
- aDAM e MaDAM (gestione DPI ed utensili): in pre-esercizio da giugno 2020 per la consultazione catalogo materiali e metodi di lavoro: è stato avviato il roll-out della funzionalità di gestione DPI su tutto il perimetro nazionale nell'ultimo trimestre 2021.
- Speed-y (monitoraggio parametri biometrici): conclusa con esito positivo la sperimentazione, sono state individuati i possibili sviluppi per l'adozione massiva. A tal fine è stata attivata una sinergia con Enel Green Power e Enel X per lo sviluppo condiviso del progetto, che prevede l'utilizzo di una piattaforma di telemedicina già sviluppata da Enel X.
- 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). Esteso nel 2021 a tutto il perimetro, con un livello di adoption superiore al 92% nell'ultimo trimestre per le attività AT-MT programmate; differita al 2022 l'integrazione con l'applicazione "E-site Worksite" (applicativo per la gestione 'safety del cantiere' comprese le 5 regole d'oro), anche per tematiche di compatibilità con gli sviluppi informativi relativi alla riorganizzazione aziendale.

Il progetto nel suo complesso ha visto l'introduzione di 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 2021 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 0.97 (- 8% rispetto al 2020, dato definitivo).

Per quanto attiene il personale di e-distribuzione, il tasso di frequenza, da un valore di consuntivo 2020 pari a 1,29 infortuni per milione di ore lavorate, registra a fine dicembre 2021 un valore di 1,34, con un incremento del 4%.

Nel corso del 2021 si sono verificati due infortuni mortali a personale e-distribuzione ed un infortunio mortale ad un operaio di un'impresa appaltatrice, tutti di tipo elettrico.

Si sono inoltre registrati 5 infortuni gravi (definiti prima "Potentially Life Changing or Fatal" poi, a seguito aggiornamento procedure aziendali, "Hi-Potential"), 6 in meno dell'anno precedente, che hanno coinvolto sia il personale di e-distribuzione che delle imprese appaltatrici:

- a) e-distribuzione (3):
  - o Arco elettrico
  - o Caduta dall'alto (2)
- b) Imprese appaltatrici (2):
  - o Caduta dall'alto con la scala ad elementi innestabili
  - o Arco elettrico

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.

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 2020 pari a 0,81 registra a fine dicembre 2021 un valore pari a 0,67 (in diminuzione del 17% rispetto al 2020).

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" (Ricavi tariffari e Perequazioni), 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 2021 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 2020.

Milioni di euro

	al 31 dicembre 2021	al 31 dicembre 2020	Variazione
Ricavi tariffari e Perequazioni	6.167	6.022	145
Perequazione delta perdite positiva	-	14	(14)
Costo trasporto e acquisto energia	(1.738)	(1.664)	(74)
Perequazione delta perdite negativa	23	(31)	54
<b>Margine trasporto energia</b>	<b>4.452</b>	<b>4.341</b>	<b>111</b>
Altri ricavi	685	651	34
Altri proventi operativi	528	824	(296)
<b>Altri ricavi e proventi operativi</b>	<b>1.213</b>	<b>1.475</b>	<b>(262)</b>
Costo del lavoro	(930)	(749)	(181)
Materiali	(51)	(77)	26
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(773)	(744)	(29)
Altri costi	(388)	(415)	27
<b>Altri costi operativi</b>	<b>(2.142)</b>	<b>(1.985)</b>	<b>(157)</b>
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>3.523</b>	<b>3.831</b>	<b>(308)</b>
Ammortamenti e impairment	(1.347)	(1.460)	113
<b>Risultato operativo</b>	<b>2.176</b>	<b>2.371</b>	<b>(195)</b>
Oneri finanziari netti	(374)	(388)	14
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>1.802</b>	<b>1.983</b>	<b>(181)</b>
Imposte	(514)	(530)	16
<b>RISULTATO DEL PERIODO</b>	<b>1.288</b>	<b>1.453</b>	<b>(165)</b>

### Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.452 milioni, risulta in aumento rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.341 milioni). L'incremento, di euro 111 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'aumento, pari a euro 145 milioni, dei ricavi energia dell'anno corrente in seguito all'aumento dei ricavi tariffari (pari a circa euro 231 milioni) parzialmente compensato dalla riduzione delle perequazioni (per circa euro 125 milioni). Tale effetto risulta influenzato anche dall'impatto positivo dei ricavi energia anni precedenti, pari a circa euro 39 milioni;
- all'effetto positivo complessivo, pari a euro 40 milioni, della perequazione delta perdite relativa ad anni precedenti;
- all'incremento, pari a euro 74 milioni, del costo di trasporto e acquisto energia, riconducibile per euro 47 milioni all'aumento del costo trasporto energia e per euro 24 milioni ai maggiori costi di acquisto energia per usi propri.

### Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.213 milioni (euro 1.475 milioni nel 2020), evidenziano un decremento di euro 262 milioni. I principali fenomeni che hanno determinato tale riduzione si riferiscono:

- al decremento degli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 274 milioni, essenzialmente per l'iscrizione, al 31 dicembre 2021, di minori proventi per reintegro oneri di sistema (per euro 161 milioni) e per reintegro corrispettivi di rete (per euro 115 milioni);
- alla riduzione dei rimborsi per danni, pari a euro 43 milioni, in conseguenza dell'iscrizione, al 31 dicembre 2020, di maggiori rimborsi ricevuti dalle compagnie di assicurazione per i danni ad impianti subiti in seguito ad eventi eccezionali occorsi in esercizi precedenti;
- al decremento dei contributi da CSEA per i titoli di efficienza energetica, pari a euro 42 milioni, conseguente ai minori volumi di TEE acquistati nell'anno 2021 rispetto all'anno 2020.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Gridspertise (pari a euro 53 milioni), dall'incremento dei ricavi per altre vendite e prestazioni (per euro 25 milioni), dei premi sulla continuità del servizio (pari a euro 8 milioni), dei lavori in corso su ordinazione (euro 6 milioni) e dei ricavi per penalità a fornitori (euro 5 milioni).

### **Altri costi operativi**

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.142 milioni (euro 1.985 milioni nel 2020), evidenziano un aumento complessivo di euro 157 milioni, riconducibile prevalentemente:

- all'aumento del Costo del lavoro, pari a euro 181 milioni, essenzialmente per l'iscrizione dell'onere relativo ai programmi di ristrutturazione avviati nel 2021 denominati «Digitalizzazione – Esodo 2021-2024» (pari a euro 256 milioni), «Digitalizzazione – Dirigenti – Esodo 2021-2023» (pari a euro 25 milioni) e «Quota 100» (pari a euro 14 milioni). Tale effetto risulta parzialmente mitigato dalle maggiori capitalizzazioni di costo del personale effettuate nell'esercizio 2021 (per circa euro 107 milioni);
- all'incremento dei Costi per prestazione di servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 29 milioni, principalmente per effetto del pagamento del nuovo Canone Unico Patrimoniale, introdotto dalla Legge 27/12/2019, n. 160 (per euro 34 milioni) e per l'incremento dei costi per “Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale – Gruppo” (pari a circa euro 10 milioni). Tali effetti risultano in parte compensati dalla riduzione dei costi per “Manutenzioni e riparazioni verso terzi” (per euro 8 milioni) e dei “Costi di assicurazione” (per euro 4 milioni).

Gli impatti sopra riportati, risultano in parte attenuati in seguito a:

- la riduzione degli Altri costi, pari a euro 27 milioni, per la diminuzione sia dei “Costi per TEE” (pari a euro 40 milioni) che delle “Imposte e Tasse” (circa euro 20 milioni), parzialmente mitigata dall'incremento di euro 25 milioni delle “Minusvalenze da alienazione”;
- il decremento del costo dei Materiali, pari a euro 26 milioni, per effetto delle maggiori capitalizzazioni effettuate nel 2021 (pari a circa euro 57 milioni) solo in parte compensate dall'incremento degli acquisti di materiali, compreso l'effetto della variazione delle rimanenze (pari a euro 31 milioni).

### **Margine operativo lordo**

Il Margine operativo lordo (euro 3.523 milioni) ha subito una riduzione di euro 308 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.831 milioni). Il decremento degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 262 milioni, e degli Altri costi operativi, pari a euro 157 milioni, è stato parzialmente compensato dall'aumento del Margine Trasporto Energia (euro 111 milioni).

## **Ammortamenti e Impairment**

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.347 milioni) mostrano una riduzione di euro 113 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.460 milioni). Tale decremento è collegato al decremento delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari a euro 223 milioni, in parte mitigato dall'aumento degli ammortamenti sia delle attività materiali, pari a euro 102 milioni, che delle attività immateriali, pari a euro 8 milioni.

## **Risultato operativo**

L'esercizio 2021 chiude con un Risultato operativo di euro 2.176 milioni, in riduzione di euro 195 milioni rispetto al risultato operativo del 2020 (euro 2.371 milioni), in seguito al decremento del Margine operativo lordo, pari a euro 308 milioni, e alla diminuzione degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 113 milioni.

## **Oneri finanziari netti**

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 374 milioni nel 2021 (euro 388 milioni nel 2020), accolgono oneri finanziari per euro 415 milioni (euro 428 milioni nel 2020) e proventi finanziari per euro 41 milioni (euro 40 milioni nel 2020).

## **Imposte**

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 514 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 512 milioni (di cui euro 18 milioni riferiti a rettifiche positive per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti) e la fiscalità differita netta, positiva, per euro 2 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 1.802 milioni, è pari al 28,52%.

Nel 2020 le imposte sul reddito risultano pari a euro 530 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 1.983 milioni, con un'incidenza del 26,73%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte del 2021 rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile all'assenza del beneficio fiscale del cd. Patent Box nella stima delle imposte al 31 dicembre 2021. Tale fenomeno è stato parzialmente compensato dal beneficio derivante dall'applicazione del regime di tassazione cd. "Pex" alla plusvalenza di euro 53 milioni, rilevata in seguito alla cessione ad Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. della partecipazione al capitale di Grispertise S.r.l.

## **Risultato netto**

Il Risultato netto del 2021 risulta pari a euro 1.288 milioni (euro 1.453 milioni nel 2020).

## Analisi della situazione patrimoniale e finanziaria

La gestione patrimoniale dell'esercizio è espressa in modo sintetico nel prospetto della che segue, ottenuto riclassificando secondo criteri gestionali i dati del prospetto di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2021, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati al 31 dicembre 2020.

Milioni di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	Variazione
<b>Attività Immobilizzate Nette:</b>	<b>15.770</b>	<b>14.350</b>	<b>1.420</b>
Immobili, impianti e macchinari	18.833	17.657	1.176
Attività immateriali	482	395	87
Partecipazioni	-	-	-
Altre Attività non correnti nette	66	71	(5)
Passività contrattuali	(3.252)	(3.359)	107
Altre passività non correnti	(359)	(414)	55
<b>Capitale Circolante Netto:</b>	<b>(1.148)</b>	<b>(1.696)</b>	<b>548</b>
Rimanenze	551	459	92
Crediti commerciali	2.489	3.352	(863)
Altre attività	137	169	(32)
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(1.364)	(1.733)	369
Posizione tributaria netta	2	18	(16)
Debiti commerciali	(1.627)	(2.791)	1.164
Passività contrattuali	(846)	(694)	(152)
Altre passività correnti	(490)	(476)	(14)
<b>Capitale investito lordo</b>	<b>14.622</b>	<b>12.654</b>	<b>1.968</b>
<b>Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette:</b>	<b>712</b>	<b>873</b>	<b>(161)</b>
TFR e altri benefici ai dipendenti	(290)	(317)	27
Fondo rischi ed oneri	(505)	(338)	(167)
Attività per Imposte anticipate nette	1.507	1.528	(21)
<b>Capitale Investito Netto</b>	<b>15.334</b>	<b>13.527</b>	<b>1.807</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>4.652</b>	<b>4.553</b>	<b>99</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>(10.682)</b>	<b>(8.974)</b>	<b>(1.708)</b>

## Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 15.770 milioni) mostrano un incremento di euro 1.420 milioni rispetto al 31 dicembre 2020 (euro 14.350 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 1.176 milioni) e delle attività immateriali (euro 87 milioni), dal decremento delle passività contrattuali (euro 107 milioni) e delle altre passività non correnti (euro 55 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dalla riduzione delle altre attività non correnti (euro 5 milioni).

L'incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 1.176 milioni, riflette:

- per euro 1.183 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 2.363 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 1.089 milioni), dalle dismissioni ordinarie (pari a euro 48 milioni) e dal trasferimento degli asset del ramo "Tecnologie di Rete Italia" conferito alla società Gridspertise (pari a euro 43 milioni);
- per euro 7 milioni, il decremento delle attività materiali per leasing riferite ai contratti di locazione di fabbricati, autovetture ed altri mezzi di trasporto e IRU su fibra ottica per rilegamento cabine, sottoscritti dalla Società, per effetto degli ammortamenti (pari a euro 48 milioni) e delle dismissioni (pari a euro 4 milioni), parzialmente compensati degli investimenti del periodo (pari a euro 45 milioni).

L'incremento delle Attività immateriali, pari a euro 87 milioni, deriva sostanzialmente dagli investimenti, pari a euro 176 milioni, parzialmente compensati dagli ammortamenti, pari a euro 83 milioni, e dalla riduzione determinata dal conferimento alla società Gridspertise, delle attività immateriali afferenti al ramo "Tecnologie di Rete Italia" (pari a euro 6 milioni).

La riduzione delle Altre attività non correnti, pari a euro 5 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. Tale effetto risulta parzialmente mitigato dall'incremento, pari a euro 5 milioni, dei crediti d'imposta sulle nuove tranche di finanziamenti bancari agevolati ai sensi dell'art. 3 bis D.L. n. 95/2012 ricevute nel 2021, e dall'aumento dei crediti e dei risconti attivi verso CSEA per TEE, pari a euro 2 milioni.

Il decremento delle Passività contrattuali, pari a euro 107 milioni, è connesso:

- alla riduzione dei risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori, pari a euro 136 milioni, per effetto dei rilasci della quota di competenza del periodo (pari a euro 371 milioni), della riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota a breve (pari a euro 12 milioni) e di altre variazioni in riduzione (pari a euro 6 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'anno 2021 (pari a euro 253 milioni);
- all'incremento, pari a euro 29 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 55 milioni, deriva sostanzialmente:

- dalla riduzione, pari a euro 65 milioni, delle passività finanziarie non correnti, a seguito del decremento del *fair value* negativo dei derivati di CFH su rischio tasso di interesse;
- dalla diminuzione, pari a euro 12 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 2021.

Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento della quota a medio/lungo termine del debito riferito alle competenze da erogare ai dipendenti e dirigenti che hanno cessato al 31 dicembre 2021 la propria posizione lavorativa in applicazione dei piani di esodo vigenti a tale data (euro 21 milioni) nonché dall'aumento dei risconti passivi per TEE (euro 1 milione).

## Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 1.148 milioni, mostra un decremento di euro 548 milioni rispetto al 31 dicembre 2020 (negativo per euro 1.696 milioni). Tale variazione è la diretta conseguenza della riduzione dei debiti commerciali (pari a euro 1.164 milioni) e dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 369 milioni) e dell'aumento delle rimanenze (pari a euro 92 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei crediti commerciali (pari a euro 863 milioni) e delle altre attività (pari a euro 32 milioni), dall'incremento delle passività contrattuali (pari a euro 152 milioni) e delle altre passività correnti (pari a euro 14 milioni) nonché dalla riduzione della posizione tributaria netta positiva (pari a euro 16 milioni).

Il decremento dei Debiti commerciali, (pari a euro 1.164 milioni), è strettamente riconducibile alla riduzione dei debiti verso terzi (pari a circa euro 1.177 milioni), in parte compensata dall'aumento di quelli verso società del gruppo (euro 13 milioni). Esso è prevalentemente collegato al minor debito verso il GSE per oneri di sistema ASOS da versare in quanto, in seguito alla delibera ARERA n. 595/2020, a partire dal 1° luglio 2021 tutti i versamenti delle componenti A (inclusa quindi la componente ASOS), vengono effettuati alla CSEA.

La riduzione dei Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 369 milioni), è essenzialmente dovuta alla riduzione dei debiti per componenti ed oneri di sistema (euro 562 milioni) e degli altri debiti verso CSEA (euro 10 milioni) oltre che all'aumento degli altri crediti verso CSEA (euro 53 milioni), dei crediti per reintegro oneri di sistema versati e non riscossi (euro 12 milioni) e dei crediti per Continuità del servizio (euro 4 milioni). Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei crediti per perequazioni (euro 101 milioni), dei crediti per reintegro corrispettivi di rete (euro 42 milioni), dei crediti per TEE (euro 33 milioni) e dei crediti per premi resilienza (euro 10 milioni) oltre che dall'incremento dei debiti per perequazione (euro 70 milioni) e dei debiti per Penali e Indennità Continuità del Servizio (euro 16 milioni).

L'incremento delle Rimanenze (pari a euro 92 milioni) è riconducibile per circa euro 113 milioni alla presenza, al 31 dicembre 2021, di maggiori stock di materiali BT e MT da destinare agli investimenti e all'incremento dei prezzi in seguito al rincaro delle quotazioni delle materie prime. Tale effetto risulta parzialmente compensato, per circa euro 27 milioni, dalle minori giacenze di contatori 2G per i minori volumi consegnati dagli assemblatori a causa della scarsità di componentistica elettronica. La variazione complessiva delle rimanenze risulta anche influenzata dalla riduzione di circa euro 6 milioni del fondo obsolescenza magazzino.

La riduzione dei Crediti commerciali (pari a euro 863 milioni) è correlata al decremento sia dei crediti commerciali verso società del gruppo (pari a euro 658 milioni) che verso terzi (per euro 278 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'aumento dei crediti commerciali da abolizione lag regolatorio (euro 73 milioni).

L'incremento delle Passività contrattuali (pari a euro 152 milioni) è sostanzialmente conseguenza dell'aumento degli acconti (euro 126 milioni), dei risconti passivi su contributi dalla clientela < 12 mesi (euro 20 milioni) e dei debiti verso la società Open Fiber per lavori in corso su ordinazione (euro 5 milioni).

L'aumento delle Altre Passività correnti (pari a euro 14 milioni) deriva principalmente dall'aumento degli acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari (euro 20 milioni) e dei debiti verso i clienti (euro 19 milioni). Tali impatti sono stati in parte compensati dal decremento dei derivati di CFH (euro 8 milioni), dei depositi cauzionali



da clienti (euro 7 milioni), dei risconti passivi verso terzi (euro 6 milioni) e dei debiti diversi verso società del Gruppo (euro 3 milioni).

La riduzione delle Altre attività (pari a euro 32 milioni) è principalmente collegata alla riduzione dei crediti diversi verso terzi (per euro 27 milioni), alla diminuzione degli anticipi al GME per acquisto TEE (euro 9 milioni) e alle maggiori svalutazioni degli altri crediti diversi (pari a euro 2 milioni). Tali effetti sono stati in parte mitigati dall'aumento degli anticipi a fornitori, pari a euro 8 milioni.

Il decremento della posizione tributaria netta positiva (pari a euro 16 milioni) è la diretta conseguenza dei seguenti fenomeni:

- riduzione dei crediti per imposte sul reddito (euro 59 milioni) in seguito al recupero, pari a euro 62 milioni, di parte del credito Patent Box relativo al periodo 2015–2019, rilevato al 31 dicembre 2020 in parte compensato dall'incremento di euro 3 milioni riferito ai crediti IRAP iscritti in seguito alla stima delle imposte al 31 dicembre 2021;
- aumento dei debiti per imposte sul reddito (euro 5 milioni) per la rilevazione del debito IRES risultante dalla stima delle imposte al 31 dicembre 2021;

Tali impatti sono stati in parte compensati dall'incremento degli altri crediti tributari (pari a euro 24 milioni) e dalla riduzione degli altri debiti tributari (pari a euro 24 milioni) essenzialmente per il fatto che al 31 dicembre 2021 la Società presenta un credito per IVA di Gruppo pari a euro 24 milioni mentre al 31 dicembre 2020 presentava un debito per IVA di gruppo pari ad euro 25 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 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
TFR e altri benefici ai dipendenti	(290)	(317)	27
Fondo rischi e oneri futuri	(505)	(338)	(167)
Imposte differite nette:	1.507	1.528	(21)
Passività per imposte differite	(14)	(14)	-
Attività per imposte anticipate	1.521	1.542	(21)
<b>Totale</b>	<b>712</b>	<b>873</b>	<b>(161)</b>

La variazione in riduzione della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 161 milioni, è conseguenza essenzialmente:

1. dell'incremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 167 milioni, derivante principalmente:
  - dal Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione, che è stato interessato da euro 299 milioni di accantonamenti e da euro 123 milioni di utilizzi, rilasci e altre variazioni;
  - dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 16 milioni di accantonamenti e da euro 5 milioni di utilizzi e rilasci;
  - dal Fondo franchigie assicurative, che è stato interessato da euro 18 milioni di accantonamenti e da euro 21 milioni di utilizzi;
  - dai Fondi Altri, interessati da euro 21 milioni di accantonamenti e da euro 38 milioni di utilizzi e rilasci;

2. dalla riduzione delle Attività per Imposte differite nette, pari a euro 21 milioni, sostanzialmente in conseguenza della movimentazione dei fondi per rischi e oneri e del decremento del *fair value* dei derivati passivi di CFH;
3. del decremento del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 27 milioni, attribuibile sostanzialmente alle uscite del personale avvenute nel 2021 ed alla conseguente rideterminazione dei piani.

### Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a 15.334 euro milioni (euro 13.527 milioni al 31 dicembre 2020), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.652 milioni e da mezzi di terzi per euro 10.682 milioni.

### Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.652 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), positive per euro 244 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.288 milioni.

### Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 10.682 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 9.500 milioni) e dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (negativo per euro 1.460 milioni), parzialmente compensati dalle Attività finanziarie (euro 278 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	Variazione
<b>Indebitamento a breve termine</b>	<b>(7.102)</b>	<b>(1.050)</b>	<b>(6.052)</b>
Quota corrente Mutui BEI	(124)	(106)	(18)
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Quota corrente Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	-	-	-
Quota corrente finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(24)	(21)	(3)
Quota corrente finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(1)	(1)	-
Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(17)	(19)	2
Quota corrente finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(5.500)	-	(5.500)
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	(1.460)	(915)	(545)
Passività finanziarie correnti (debiti per interessi sul conto corrente intersocietario ed oneri su crediti di firma)	-	(19)	19
Attività finanziarie correnti	113	120	(7)
<b>Indebitamento a m/l termine</b>	<b>(3.580)</b>	<b>(7.924)</b>	<b>4.344</b>
Mutui BEI	(2.096)	(1.920)	(176)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(536)	(625)	89
Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	(6)	(2)	(4)
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(1.000)	(5.500)	4.500
Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(82)	(100)	18
Finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(3)	(4)	1
Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(22)	(30)	8
Attività finanziarie non correnti	165	257	(92)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>(10.682)</b>	<b>(8.974)</b>	<b>(1.708)</b>

Esso presenta un incremento rispetto allo scorso esercizio pari a euro 1.708 milioni, determinato dall'incremento dell'indebitamento a breve termine (pari a euro 6.052 milioni), parzialmente compensato dalla riduzione di quello a medio e lungo termine (pari a euro 4.344 milioni).

La variazione in aumento dell'indebitamento a breve, pari a euro 6.052 milioni, è essenzialmente determinata da:

- l'incremento della quota corrente dei finanziamenti a medio e lungo termine per complessivi euro 5.519 milioni. Nello specifico, tale variazione è la conseguenza della riclassifica, tra le passività correnti, del finanziamento verso Enel Italia pari a euro 5.500 milioni, in scadenza nell'esercizio 2022, dell'aumento della quota corrente del finanziamento a medio e lungo termine verso BEI (pari a euro 18 milioni) nonché della quota corrente dei finanziamenti per contratti di leasing verso Enel Italia (pari a euro 3 milioni); l'effetto è parzialmente compensato dall'iscrizione di nuovi finanziamenti per contratti di leasing verso terzi (pari a euro 2 milioni);
- la riduzione delle disponibilità liquide e conto corrente intersocietario, pari a euro 545 milioni;
- la riduzione delle attività finanziarie correnti (pari a euro 7 milioni);
- il decremento delle passività finanziarie correnti (pari a euro 19 milioni) in seguito alle modifiche operative apportate con il progetto ORO, che hanno comportato la liquidazione degli interessi sul conto corrente intersocietario e degli oneri per credito di firma direttamente al 31 dicembre 2021.

La riduzione dell'indebitamento a medio e lungo termine, pari a euro 4.344 milioni, è essenzialmente determinata da:

- il decremento dei finanziamenti bancari a medio e lungo termine pari a complessivi euro 4.433 milioni;
- la riduzione delle attività finanziarie non correnti pari a euro 92 milioni.

Il decremento dei finanziamenti bancari pari a complessivi euro 4.433 milioni, è generato sostanzialmente dalla riclassifica, tra le passività correnti, della quota di finanziamenti a medio lungo termine in scadenza nell'esercizio 2022, pari complessivamente a euro 5.714 milioni. Tale effetto è stato parzialmente mitigato:

- dall'erogazione di due nuovi finanziamenti a medio e lungo termine verso Enel Italia, per complessivi euro 1.000 milioni, attivati per reperire l'adeguata copertura finanziaria a fronte della maggiore spesa in investimenti sulla qualità del servizio e nella digitalizzazione della rete, previsti nel Piano Strategico 2021-2023;
- dall'erogazione di due tranches del finanziamento BEI per il progetto e-grid (pari a euro 300 milioni);
- dall'incasso di ulteriori tranches del finanziamento agevolato "Sisma Emilia" (pari complessivamente a euro 4 milioni) e da nuovi finanziamenti da leasing (pari euro 26 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 56 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 35 milioni, del credito finanziario vantato per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;

- alla riduzione dei prestiti a dipendenti per euro 1 milione.

La riduzione delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 545 milioni, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo anno 2020 pari ad euro 1.234 milioni;
- dai minori incassi dei crediti commerciali, pari a circa euro 860 milioni, per effetto delle delibere ARERA n. 278/2021 e n. 396/2021 che hanno rispettivamente ridotto nel terzo trimestre 2021 e annullato per il quarto trimestre 2021, le aliquote relative agli oneri generali di sistema applicate alle utenze domestiche e alle utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW;
- dalla maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 592 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 195 milioni e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 49 milioni.

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dalle cessioni credito effettuate nel mese di dicembre pari a euro 1.044 milioni;
- dall'incasso delle due erogazioni del finanziamento intercompany verso Enel Italia pari complessivamente a euro 1.000 milioni e delle due tranche del finanziamento BEI e-grid pari a complessivi euro 300 milioni.

## Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2022 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario (NPR2) definito dalle delibere ARERA n. 568/2019/R/eel in materia di determinazione dei ricavi regolati, n. 614/2021/R/com 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 n. 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.

A fine dicembre 2021, concluso il procedimento avviato con la delibera n. 380/2020/R/com, finalizzato all'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (*secondo periodo di regolazione* - 2PWACC), l'Autorità ha pubblicato la delibera n. 614/2021/R/com che stabilisce, per il triennio 2022-2024, un tasso di remunerazione del capitale investito pari a 5,2% per i servizi infrastrutturali della distribuzione e misura elettrica.

Con delibere n. 621/2021/R/eel e n. 623/2021/R/eel sono stati aggiornati i valori delle tariffe obbligatorie 2022 applicate ai clienti finali non domestici e domestici.

Nei primi mesi del 2022 è prevista la pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive 2021 di e-distribuzione, che definiscono i ricavi ammessi per il 2021, e delle tariffe di riferimento provvisorie 2022, attraverso le quali verranno definiti i ricavi ammessi provvisori per il 2022 per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica.

L'Autorità ha pubblicato a novembre 2020 la delibera n. 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. A settembre 2021 con il DCO n. 380/2021/R/eel è stata avviata la consultazione per definire, per gli anni successivi, un meccanismo unico di reintegrazione dei crediti inesigibili, applicabile sia agli oneri di sistema che agli oneri di rete. La delibera finale è attesa per i primi mesi del 2022.

A fine dicembre 2021 l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione n. 602/2021/R/eel finalizzato alla revisione della disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023. Fra gli orientamenti dell'Autorità figurano la revisione dei fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici e di quelli da applicare ai fini del settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali (dal 2023). La delibera è attesa per i primi mesi del 2022.

In materia di qualità del servizio e resilienza per l'anno 2022 rimangono attive le delibere n. 432/2020 e n. 431/2020 che hanno introdotto misure straordinarie volte a sterilizzare tutti gli impatti legati all'emergenza epidemiologica Covid-19.

Nel corso del 2022 è previsto il completamento della regolazione tariffaria in materia di energia reattiva avviato con il documento per la consultazione n. 515/2021/R/eel.

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 ha introdotto 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”, a 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”, le imprese possono 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 2022 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 2022 la Società prevede un ulteriore incremento dei già elevati livelli di investimento del 2021, mirati a sostenere lo sviluppo, il rinnovo e l’adeguamento delle reti di distribuzione, proseguendo nel percorso di diffusione delle *smart grids*, l’incremento della *hosting capacity* a beneficio degli impianti di generazione distribuita da fonti rinnovabili, 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.

.

Nel 2022 proseguirà il piano di installazione massiva dei contatori 2G, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 4,3 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 n. 36/2020/R/eel ARERA aveva 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. Con la delibera n. 540/2021/R eel ARERA ha definito la responsabilità per l’installazione degli apparati, le tempistiche per l’adeguamento degli impianti esistenti e le modalità di copertura dei relativi costi per il cosiddetto “perimetro standard” (produttori con potenza  $\geq 1$  MW), rimandando a successivi provvedimenti le disposizioni relative a impianti di potenza inferiore in MT e a quelli BT.

Si segnalano due iniziative di carattere sperimentale che avranno nuovi sviluppi nel 2022.

La prima fa seguito alla deliberazione n. 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.

La seconda dando seguito alle previsioni della Direttiva UE 944/2019 sul Mercato Interno dell'elettricità e della delibera ARERA n. 352/2021/R/eel, consisterà nell'avvio di un progetto pilota su larga scala attraverso il quale e-distribuzione potrà sperimentare, per l'ottimizzazione dell'esercizio e degli investimenti, l'utilizzo di risorse di flessibilità connesse alle sue reti, nonché i relativi meccanismi di approvvigionamento e remunerazione. L'Autorità definirà il modello del mercato dei servizi per i DSO e il relativo quadro regolatorio a valle delle prime evidenze ottenute dai progetti pilota.

Nel 2022 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 n. 318/2020/R/eel l'Autorità ha definito in via transitoria, in attuazione all'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162, 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 (CER). In particolare, ARERA ha confermato il modello regolatorio «virtuale» in cui i soggetti partecipanti condividono l'energia elettrica prodotta utilizzando la rete di distribuzione esistente. In data 30 novembre è stato pubblicato in Gazzetta Ufficiale il Decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 di recepimento della direttiva RED II, il quale prevede che l'Autorità definisca, entro 90 giorni dall'entrata in vigore, le modalità definitive di attuazione dell'autoconsumo di energia rinnovabile e delle CER.

## 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 di 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 di 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 2021 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel Italia S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse, nella forma di *interest rate swaps* e di *currency forwards*. Tali strumenti derivati hanno la finalità di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile.

Ulteriori informazioni sul valore nominale e sul *fair value* di tali strumenti finanziari sono riportate nelle Note esplicative del Bilancio di 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.54 del Bilancio di 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. 59 del Bilancio di 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.61 del Bilancio di esercizio.



## Bilancio d'esercizio

## Conto Economico

Euro	Note	2021	2020
<b>Ricavi e altri proventi operativi</b>			
Ricavi	8	6.851.623.414	6.673.498.915
Altri proventi operativi	9	527.923.094	837.835.150
	<i>[Sub Totale]</i>	<b>7.379.546.508</b>	<b>7.511.334.065</b>
<b>Costi</b>			
Materie prime e materiali di consumo	10	705.997.746	646.757.687
Servizi	11	2.488.203.010	2.410.146.070
Costo del personale	12	1.360.685.808	1.073.045.046
Ammortamenti e Impairment	13	1.347.245.397	1.460.374.314
Altri costi operativi	14	364.724.480	445.572.681
Costi per lavori interni capitalizzati	15	(1.063.395.472)	(895.113.178)
	<i>[Sub Totale]</i>	<b>5.203.460.969</b>	<b>5.140.782.620</b>
<b>Risultato operativo</b>		<b>2.176.085.539</b>	<b>2.370.551.445</b>
Proventi finanziari da contratti derivati	17	5.161.268	630.581
Altri proventi finanziari	18	36.342.389	39.511.177
Oneri finanziari da contratti derivati	17	30.376.401	31.350.950
Altri oneri finanziari	18	384.952.549	396.565.864
		<b>(373.825.293)</b>	<b>(387.775.056)</b>
<b>Risultato prima delle imposte</b>		<b>1.802.260.246</b>	<b>1.982.776.389</b>
Imposte	19	514.307.006	530.089.905
<b>Risultato delle <i>continuing operation</i></b>		<b>1.287.953.240</b>	<b>1.452.686.484</b>
<b>Risultato delle <i>discontinued operation</i></b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Utile (perdita) dell'esercizio</b>		<b>1.287.953.240</b>	<b>1.452.686.484</b>

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

Euro	Note	2021	2020
<b>Risultato netto dell'esercizio</b>		<b>1.287.953.240</b>	<b>1.452.686.484</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico</b>			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	37	54.693.643	(21.653.488)
	<i>[Subtotale]</i>	<b>54.693.643</b>	<b>(21.653.488)</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico</b>			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	37	(9.725.937)	1.671.445
	<i>[Subtotale]</i>	<b>(9.725.937)</b>	<b>1.671.445</b>
<b>Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio</b>	37	<b>44.967.706</b>	<b>(19.982.043)</b>
<b>Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio</b>		<b>1.332.920.946</b>	<b>1.432.704.441</b>

## Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>ATTIVITA'</b>			
<b>Attività non correnti</b>			
Immobili, impianti e macchinari	20-21	18.832.793.781	17.657.408.868
Attività immateriali	22	481.802.068	394.965.359
Attività per imposte differite	23	1.521.598.007	1.541.661.955
Partecipazioni	24	-	-
Derivati	25	-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	26	165.387.650	256.395.383
Altre attività non correnti	27	65.775.547	71.202.700
	[Subtotale]	<b>21.067.357.053</b>	<b>19.921.634.265</b>
<b>Attività correnti</b>			
Rimanenze	28	551.080.607	458.794.688
Crediti commerciali	29	2.488.946.724	3.351.722.962
Attività derivanti da contratti con i clienti	8	13.000	238.101
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	30	345.716.625	462.209.137
Crediti per imposte sul reddito	31	12.504.899	72.436.044
Altri crediti tributari	32	25.509.715	1.744.576
Derivati	25	-	349.583
Crediti finanziari e titoli a breve termine	33	112.566.079	119.878.130
Altre attività finanziarie correnti	34	-	-
Altre attività correnti	35	137.020.168	168.755.672
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	36	59.729.346	48.985.153
	[Subtotale]	<b>3.733.087.163</b>	<b>4.685.114.046</b>
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>24.800.444.216</b>	<b>24.606.748.311</b>

		al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>			
<b>Patrimonio netto</b>			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		994.918.122	949.942.013
Utili/(Perdite) accumulati		(231.112.249)	(449.427.876)
Utile dell'esercizio		1.287.953.240	1.452.686.484
<b>Totale Patrimonio Netto</b>	<b>37</b>	<b>4.651.759.113</b>	<b>4.553.200.621</b>
<b>Passività non correnti</b>			
Finanziamenti a lungo termine	38	3.745.121.588	8.181.463.921
Benefici ai dipendenti	40	289.937.860	316.710.740
Fondi per rischi e oneri	41	366.902.249	174.301.402
Passività per imposte differite	23	13.636.893	14.164.158
Derivati	25	91.742.415	157.183.091
Passività contrattuali	44	3.251.973.410	3.358.903.572
Altre passività non correnti	42	266.883.502	257.662.239
	[Subtotale]	<b>8.026.197.917</b>	<b>12.460.389.123</b>
<b>Passività correnti</b>			
Finanziamenti a breve termine	38	1.519.516.263	963.521.038
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	5.755.366.213	235.791.135
Fondi per rischi e oneri	41	138.495.237	163.810.055
Debiti commerciali	43	1.627.478.619	2.790.187.338
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	45	1.709.238.283	2.195.614.502
Debiti per imposte sul reddito	46	9.077.180	4.194.209
Altri debiti tributari	47	27.360.927	51.621.907
Derivati	25	-	7.993.067
Passività contrattuali	44	846.176.889	693.772.086
Altre passività finanziarie correnti	48	70.977.565	88.010.860
Altre passività correnti	49	418.800.010	398.642.370
	[Subtotale]	<b>12.122.487.186</b>	<b>7.593.158.567</b>
<b>Totale Passività</b>		<b>20.148.685.103</b>	<b>20.053.547.690</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>		<b>24.800.444.216</b>	<b>24.606.748.311</b>

## 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
<b>Totale al 1° gennaio 2020</b>	<b>2.600.000.000</b>	<b>520.000.000</b>	<b>599.097.232</b>	<b>2.275.000.000</b>	<b>648.192.752</b>	<b>(101.520.040)</b>	<b>(198.495.618)</b>	<b>455.401</b>	<b>(3.226.503.005)</b>	<b>1.586.066.132</b>	<b>4.702.292.854</b>
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
<b>Totale al 31 dicembre 2020</b>	<b>2.600.000.000</b>	<b>520.000.000</b>	<b>599.097.232</b>	<b>150.382.887</b>	<b>-</b>	<b>(123.173.528)</b>	<b>(196.824.172)</b>	<b>459.594</b>	<b>(449.427.876)</b>	<b>1.452.686.484</b>	<b>4.553.200.621</b>
Riparto Utile 2020:											
- Pagamento dividendi										(1.234.740.000)	(1.234.740.000)
- Utili portati a nuovo									217.946.484	(217.946.484)	-
Altre movimentazioni riserve								8.404	369.142		377.546
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo						54.693.643	(9.725.937)	-	-	1.287.953.240	1.332.920.946
di cui:											
- <i>Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>						54.693.643	(9.725.937)				44.967.706
- <i>Utile del periodo</i>										1.287.953.240,00	1.287.953.240
Differenze di arrotondamento											-
<b>Totale al 31 dicembre 2021</b>	<b>2.600.000.000</b>	<b>520.000.000</b>	<b>599.097.232</b>	<b>150.382.887</b>	<b>-</b>	<b>(68.479.885)</b>	<b>(206.550.109)</b>	<b>467.998</b>	<b>(231.112.250)</b>	<b>1.295.428.190</b>	<b>4.651.759.113</b>

## Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>Risultato d'esercizio</b>		<b>1.287.953.240</b>	<b>1.452.686.484</b>
<b>Rettifiche per:</b>			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	13	1.221.083.379	1.112.588.106
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	18	(22.972)	(10.787)
Accantonamenti e rilascio ai fondi	11-12-14	323.925.061	114.272.660
(Proventi)/Oneri finanziari netti	17-18	373.697.212	387.675.374
Imposte sul reddito	19	514.307.006	530.089.905
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	9-13-14	111.047.901	361.868.662
<b>Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto</b>		<b>3.831.990.827</b>	<b>3.959.170.404</b>
(Decremento) dei Fondi	40-41	(192.345.922)	(194.586.713)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	28	(92.285.919)	(8.070.420)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti	8-29	731.914.603	290.197.862
Incremento/(Decremento) di altre passività nette	25-26-27-34-47-48-49	(4.666.904)	(78.695.936)
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	30-45-27	(367.710.767)	(688.884.562)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	43	(1.159.509.120)	205.941.497
Incremento/(Decremento) di passività contrattuali	44	45.474.641	(109.435.598)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	17-18	41.228.972	40.089.310
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	17-18	(346.325.163)	(341.914.111)
Imposte pagate	19-23-31-46	(446.887.218)	(581.660.918)
<b>Cash Flow da attività operativa (A)</b>		<b>2.040.878.030</b>	<b>2.492.150.815</b>
Investimenti netti in attività materiali e immateriali	20-21-22	(2.548.647.461)	(1.962.041.450)
Vendita partecipazione in Gridspertise S.r.l.	7-24	106.800.000	-
<b>Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)</b>		<b>(2.441.847.461)</b>	<b>(1.962.041.450)</b>
Finanziamenti a lungo termine incassati nel periodo	38	1.304.407.282	250.000.000
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	38	(243.728.963)	(240.425.312)
Altre variazioni dei finanziamenti a lungo termine	38	278.361	-
Variazione netta dei finanziamenti a breve	38	555.995.225	963.521.014
Dividendi pagati	37	(1.234.740.000)	(1.582.100.000)
Variazioni nette di crediti e debiti finanziari	26-33-48	(526.467.601)	(914.980.920)
<b>Cash flow da attività di finanziamento (C)</b>		<b>(144.255.696)</b>	<b>(1.523.985.218)</b>
<b>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)</b>		<b>(545.225.127)</b>	<b>(993.875.853)</b>
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio</b>	33-36-38	<b>(914.533.773)</b>	<b>79.342.080</b>
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio</b>	33-36-38	<b>(1.459.758.900)</b>	<b>(914.533.773)</b>

Euro	Note	al 31.12.2020	al 31.12.2020
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo</b>		<b>(914.533.773)</b>	<b>79.342.080</b>
<i>Disponibilità liquide</i>	36	48.985.153	72.348.644
<i>c/c intersocietario</i>	33-38	(963.518.926)	6.993.436
<b>Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo</b>		<b>(1.459.758.900)</b>	<b>(914.533.773)</b>
<i>Disponibilità liquide</i>	36	59.729.346	48.985.153
<i>c/c intersocietario</i>	33-38	(1.519.488.246)	(963.518.926)
<b>Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti</b>		<b>(545.225.127)</b>	<b>(993.875.853)</b>

# Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2021

## 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.

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 del Gruppo Enel 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. A partire dal 2021, la Controllante Enel Italia S.p.A. redige su base volontaria anche un bilancio consolidato, depositato nel Registro delle Imprese.

Il Consiglio di Amministrazione in data 10 marzo 2022 ha approvato il progetto di bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021 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 11 aprile 2022 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 2021 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 2020 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 n. 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management".

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

### 2.1 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, le previsioni in merito alla futura evoluzione del contesto macroeconomico, finanziario e di business in cui opera la Società si caratterizzano per un elevato grado di incertezza, che si riflette sulle valutazioni e sulle stime effettuate dal management riguardo ai valori contabili delle attività e delle passività interessate da maggiore volatilità. 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 2021 e considerando lo scenario in continua evoluzione.

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 anche 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 2021 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 voci, si rinvia alle successive Note Esplicative.

### Uso di stime

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

##### *Ricavi trasporto energia elettrica*

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, prevalentemente relativa a mese di dicembre.

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, che sancisce il diritto al corrispettivo per la Società, 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. Gli effetti contabili delle eventuali differenze tra i dati preventivi comunicati ad ARERA e gli investimenti effettivi, comunicati successivamente la data di chiusura di bilancio, vengono contabilizzati nell'esercizio successivo mediante rilevazione di sopravvenienze attive o passive.

Per maggiori dettagli sulla suddetta delibera, si rinvia a quanto commentato al paragrafo "Quadro normativo e tariffario", nella Relazione sulla gestione.

Inoltre, in considerazione dell'ammortamento accelerato applicato ai contatori elettronici di prima generazione, sono stati accertati per competenza anche i corrispondenti ricavi, indipendentemente dalle modalità con cui essi saranno riconosciuti finanziariamente.

##### *Perequazioni*

I ricavi rilevati nell'esercizio vengono rettificati e/o integrati per tener conto della rilevazione 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.

La loro stima viene effettuata secondo quanto previsto dalla determina ARERA n. 19 del 2020.

Inoltre, essi vengono rettificati e/o integrati per tener conto anche della rilevazione 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. Anche in questo caso, i valori della perequazione vengono stimati secondo quanto previsto dalla determina ARERA n. 19 del 2020.
- 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. 111/2021/R/com ha esteso l'applicazione delle agevolazioni per tutto l'anno 2021 per i titolari di utenze inagibili, per le utenze delle strutture abitative emergenziali e per le utenze situate nelle zone rosse.
- Meccanismo di reintegro dei minori incassi derivanti dalla riduzione, prevista dalle deliberazioni 124/2021/R/eel e 279/2021/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 alle disposizioni del decreto-legge del 22 marzo 2021 (DL Sostegni) recante Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da Covid-19, prevedendo una riduzione delle tariffe di distribuzione e misura per i mesi di aprile, maggio, giugno e luglio 2021.

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 e altri costi operativi**

##### *Reintegro Oneri di sistema e oneri di rete*

La Società rileva la stima dei 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.

Ai fini della stima vengono prese a riferimento le percentuali di oneri di sistema e corrispettivi di rete del fatturato relativo ai mesi a cui il credito si riferisce.

La stima viene perfezionata nel momento della presentazione dell'istanza alla CSEA, così come previsto dall'attuale regolazione.

#### *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", a 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.

La scadenza prevista dalla Delibera n. 566/19 per il caricamento e revisione degli eventi è fissata per il 31 marzo di ogni anno per gli eventi relativi all'anno precedente. È possibile che i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio (e determinati prendendo a riferimento dei dati di interruzione provvisori), ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

Si evidenzia che nel bilancio i premi sulla continuità del servizio sono rilevati tra gli altri proventi operativi mentre le penali sulla continuità del servizio tra gli altri costi operativi.

## *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

Con la Deliberazione n. 500/2020, ARERA ha poi comunicato l'elenco degli interventi del Piano Resilienza 2020-2022 eleggibili al meccanismo di premio e/o penalità, per tutte le imprese distributrici. In particolare, ha comunicato l'eleggibilità al meccanismo premi/penali per n. 1.103 interventi su un totale di 2.097 interventi inclusi nel Piano Resilienza 2020-2022 di e-distribuzione. In dettaglio:

- n. 762 interventi eleggibili a premio e/o penalità;
- n. 341 eleggibili a sola penalità.

Al 31 dicembre 2021 la Società ha stimato dei premi in materia di resilienza e li ha rilevati tra gli altri proventi operativi.

## *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. Di conseguenza l'anno d'obbligo 2020, iniziato il 1° dicembre 2020, è terminato il 16.07.2021. L'anno d'obbligo 2021 è iniziato il 17.07.2021 e terminerà il 31.05.2022, riprendendo la consueta scadenza.

Ad agosto 2021, con la Deliberazione 358/2021/R/EFR Arera ha stabilito, applicando le nuove formule sancite dalla Delibera 270, il contributo per l'anno d'obbligo 2020, pari a 250€/TEE, ed il contributo addizionale, pari a 10,00 €/TEE.

Per il periodo compreso tra il 17 luglio 2021 e il 31 dicembre 2021, relativo all'anno d'obbligo 2021, 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.

Inoltre, in relazione all'incremento dei prezzi dei TEE avvenuto nei primi mesi del 2021, a causa del ritardo dell'emissione del nuovo Decreto Ministeriale che doveva stabilire i nuovi obblighi per il periodo 2021-2024 e rimodulare l'obbligo 2020 in relazione alla sua durata di soli 7 mesi e mezzo, è stato deliberato da ARERA un contributo eccezionale per rimborsare quota parte degli extra-costi sostenuti dai distributori (Delibera 547 del 30.11.2021) di importo pari a 7,26€/TEE, ai fini dell'assolvimento dell'obbligo 2020.

### **Impairment delle attività non finanziarie**

Attività quali immobili, impianti e macchinari, attività immateriali, attività consistenti nel diritto di utilizzo di un'attività sottostante subiscono una riduzione di valore quando il loro valore contabile supera il valore recuperabile, rappresentato dal maggiore fra il *fair value*, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso.

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 2021. 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 risultante dai modelli energetici del paese.

Le informazioni sulle principali assunzioni utilizzate per stimare il valore recuperabile delle attività con riferimento agli eventuali impatti relativi alla pandemia da Covid-19 e al cambiamento climatico nonché quelle relative alle variazioni di tali assunzioni sono fornite nelle specifiche note di riferimento.

### **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 (EIR).

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 all'intera vita dell'attività, 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 diversi da quelli da trasporto energia e le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento dei crediti commerciali e 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 e 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 generalmente considera le seguenti assunzioni riguardo ai parametri ECL:

- la PD ipotizzata è pari a quella della Country Italia (se lo scaduto è <90 giorni) o al 100% (se lo scaduto è superiore a 90 giorni);
- 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.

I dettagli degli assunti chiave e degli input utilizzati sono commentati nella nota n. 50 "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. 53 "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 53 "Fair value measurement".

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato per tali strumenti, soprattutto nel contesto attuale nel quale i mercati sono volatili e le prospettive economiche altamente incerte e soggette a rapidi cambiamenti.

### **Costi di sviluppo**

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. 40 "Benefici ai dipendenti".

### **Fondi rischi ed oneri**

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla nota n. 41 "Fondi rischi ed oneri".

La nota n. 56 “Attività e passività potenziali” fornisce anche informazioni riguardo alle attività e passività potenziali maggiormente significative per la Società a fine esercizio.

### 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 è basata 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 dell'IBR, 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 al 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. 50 “Strumenti finanziari per categoria”.

### Imposte sul reddito

#### *Recupero di imposte anticipate*

Al 31 dicembre 2021 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 a ogni data di riferimento del bilancio al fine di verificare le condizioni per la loro rilevazione.

Laddove previsto, la Società ha monitorato le tempistiche di recuperabilità delle imposte anticipate nonché quelle relative all'annullamento delle differenze temporanee deducibili, se presenti, come conseguenza della maggiore incertezza causata dalla pandemia da Covid-19.

Per ulteriori dettagli sulle imposte anticipate rilevate o non rilevate si rinvia alla nota 23 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

## Giudizi del management

### Accelerazione vita economico-tecnica contatori 1G

Nel corrente esercizio e-distribuzione S.p.A. ha effettuato un'accelerazione dell'ammortamento dei contatori elettronici di prima generazione, cosiddetti 1G, al fine di tener conto delle tempistiche di installazione dei contatori 2G del piano Open Meter, che prevedono la sostituzione di circa 32 milioni di contatori di prima generazione con quelli di nuova generazione, entro il 2024. Per maggiori dettagli sugli impatti, si rimanda alla nota n. 20 "Immobili, impianti e macchinari".

### 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 similari, 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 indichino 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 delle 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" alle concessioni**

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;
- 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 ad eccezione degli oneri di sistema fatturati ai traders, per i quali agisce in qualità di "*agent*".

#### *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 2021, 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.

Per 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. 50 "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.52 "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.21 "Leasing operativo".

## 2.2 Principi contabili significativi

### Parti correlate

Per parti correlate si intendono principalmente quelle che condividono con Enel S.p.A. il medesimo soggetto controllante, le società che direttamente o indirettamente controllano, sono controllate da Enel S.p.A., le società collegate o joint ventures (comprese le loro controllate) di Enel S.p.A. o le società collegate o joint ventures (comprese le loro controllate) di qualsiasi società del gruppo.

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 (esecutivi o meno).

### 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 ventures 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 a 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* la Società considera le 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 cosiddetto "*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.

Gli oneri finanziari direttamente attribuibili all'acquisto, costruzione o produzione di beni che richiedono un rilevante periodo prima di essere pronti per l'uso o la vendita (cosiddetti qualifying asset), sono capitalizzati come parte del costo dei beni stessi. Gli oneri finanziari connessi all'acquisto/costruzione di beni che non presentano tali caratteristiche vengono rilevati a Conto economico nell'esercizio di competenza.

Alcuni beni, oggetto di rivalutazione alla data di transizione 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. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda al precedente sub-paragrafo "Uso di stime".

L'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso.

La vita utile economico-tecnica stimata dei principali immobili, impianti e macchinari è la seguente:

<b>Immobili, impianti e macchinari</b>	<b>Vita utile</b>
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

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.

Come già precisato, nel corrente esercizio e-distribuzione S.p.A. ha effettuato un'accelerazione delle aliquote di ammortamento dei contatori elettronici di prima generazione, cosiddetti 1G, al fine di tener conto delle tempistiche di installazione dei contatori 2G previste nel piano Open Meter. Si rimanda alla nota n. 20 "Immobili, Impianti e macchinari" per i relativi effetti.

### **Infrastrutture asservite ad una concessione che non rientrano nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12 - Accordi per servizi in concessione"**

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 corrispondere un indennizzo per il riscatto. Il predetto indennizzo sarà determinato d'intesa tra le parti secondo adeguati criteri valutativi, basati sia sul valore patrimoniale dei beni oggetto del riscatto sia sulla redditività degli stessi.

Nella determinazione dell'indennizzo, l'elemento reddituale dei beni oggetto del riscatto sarà rappresentato dal valore attualizzato dei flussi di cassa futuri. Le infrastrutture asservite all'esercizio della predetta concessione sono di proprietà e nella disponibilità del concessionario; sono iscritte alla voce "Immobili, impianti e macchinari" e sono ammortizzate lungo la loro vita utile.

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, la Società ha determinato se l'accordo fosse o contenesse 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 il corrispettivo del contratto a ciascuna componente leasing 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".

### **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 rilevate 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 dell'attività, che è riesaminata con periodicità almeno annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda al precedente sub-paragrafo "Uso di stime".

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:

<b>Attività immateriali</b>	<b>Vita utile</b>
Diritti di brevetto industriale	3 anni
Licenze d'uso software	3-11 anni
Licenze d'uso SAP	5 anni
Sistema di gestione cartografica informatizzata reti	5 anni

### **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 al precedente sub-paragrafo "Uso di stime".

Il valore recuperabile è calcolato con riferimento ad una singola attività, a meno che l'attività non sia in grado di generare flussi finanziari in entrata che siano 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. Il costo è determinato sulla base del 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 commerciali già menzionati al loro *fair value* più, nel caso di un'attività finanziaria non rilevata 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 quattro categorie:

- > attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- > attività finanziarie al *fair value* rilevato tra le altre componenti di Conto economico complessivo con riciclo degli utili e perdite cumulate cumulati (strumenti di debito);

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

#### **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 altre società 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.

#### **Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico**

In tale categoria, sono classificati principalmente: titoli, partecipazioni in altre società e attività finanziarie designate al fair value rilevato a Conto economico all'atto della rilevazione iniziale.

Le attività finanziarie classificate al fair value rilevato a Conto economico sono:

- attività finanziarie con flussi di cassa che non sono rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e interesse, indipendentemente dal modello di business;
- attività finanziarie detenute per la negoziazione in quanto acquistate o detenute principalmente al fine di essere vendute o riacquistate entro breve termine;
- strumenti di debito designati all'atto della rilevazione iniziale, in base all'opzione prevista dall'IFRS 9 (fair value option) se tale scelta elimina, o riduce in misura significativa, un accounting mismatch;
- strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura.

Tali attività finanziarie sono inizialmente rilevate al fair value, e successivamente gli utili e le perdite derivanti da variazioni del loro fair value sono rilevati a Conto economico.

In questa categoria sono incluse anche le partecipazioni in società quotate che il Società non ha designato irrevocabilmente come al fair value rilevato a OCI. Anche i dividendi su partecipazioni in società quotate sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando viene definito il diritto al pagamento.

Le attività finanziarie che si qualificano come corrispettivi potenziali sono ugualmente valutate al fair value rilevato a Conto economico.

### **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'IFRS9 "Strumenti finanziari".

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 all'intera vita dell'attività, 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 lungo tutta la vita 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 lungo tutta la vita 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 attese per un ammontare pari alle perdite attese lungo tutta la vita 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 50 "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. Successivamente, le passività finanziarie sono valutate con il criterio del costo ammortizzato, 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. Per i contratti di finanziamento per cui gli effetti non sono materiali non viene applicato il costo ammortizzato.

### Passività finanziarie al *fair value* rilevato a Conto economico

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

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

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

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

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

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

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

### Derecognition delle attività e passività finanziarie

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

- > il diritto contrattuale a ricevere i flussi di cassa connessi all'attività è scaduto;
- > la Società ha sostanzialmente trasferito tutti i rischi e benefici connessi all'attività, trasferendo i suoi diritti a ricevere flussi di cassa dall'attività oppure assumendo un'obbligazione contrattuale a riversare i flussi di cassa ricevuti a uno o più eventuali beneficiari in virtù di un contratto che rispetta i requisiti previsti dall'IFRS 9 (c.d. "pass through test");

- > la Società non ha né trasferito né mantenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici connessi all'attività finanziaria ma ne ha trasferito il controllo.

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.

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.

Per maggiori dettagli sui derivati e sull'*hedge accounting*, si rinvia alla nota n. 52 "Derivati e *hedge accounting*".

### 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 cosiddetta "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 non si qualificano per la "own use exemption" e sono rilevati come derivati valutati 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.

La Società analizza i contratti di acquisto o vendita di attività non finanziarie su base continuativa, al fine di determinare se gli stessi debbano essere classificati e trattati conformemente a quanto previsto dall'IFRS 9 o se siano 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.

### **Certificati ambientali**

La Società è interessata alla normativa nazionale relativa ai certificati di efficienza energetica (cosiddetti certificati bianchi). I certificati di efficienza energetica maturati in relazione ai risparmi energetici conseguiti, che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi non monetari in conto esercizio e rilevati al *fair value*, nell'ambito degli altri proventi operativi, con contropartita le altre attività di natura non finanziaria.

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti dagli obblighi normativi relativi ai certificati di efficienza energetica la Società applica il cosiddetto "net liability approach". Tale trattamento contabile prevede che gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) gli eventuali certificati mancanti per adempiere all'obbligo del periodo di riferimento sono rilevati a Conto economico, per competenza, nell'ambito degli

“Altri costi operativi”, in quanto rappresentano “oneri di sistema” conseguenti all’adempimento di un obbligo normativo.

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

## **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 integrare 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 chiusura dell'esercizio in cui tali benefici sono rilevati, 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 chiusura dell'esercizio in cui sono rilevati, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per gli altri benefici a lungo termine.

### **Pagamenti basati su azioni**

La Società attua operazioni con pagamento basato su azioni regolate con strumenti rappresentativi di capitale nell'ambito della politica in materia di remunerazione adottata per l'Amministratore Delegato/ Direttore Generale e per i dirigenti con responsabilità strategiche.

I più recenti piani di incentivazione di lungo termine prevedono l'assegnazione ai destinatari di un incentivo rappresentato da una componente di natura azionaria e da una componente monetaria.

La Società rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale e stima indirettamente il loro valore, e il corrispondente incremento del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni Enel) alla data di assegnazione. Tale fair value si basa sul prezzo di mercato osservabile delle azioni Enel (sul Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana SpA), tenendo conto dei termini e delle condizioni in base ai quali le azioni sono state assegnate (a eccezione delle condizioni di maturazione escluse dalla misurazione del fair value).

Il costo per queste operazioni con pagamento basato su azioni regolate con strumenti rappresentativi di capitale è riconosciuto a Conto economico, con contropartita a una specifica voce di patrimonio netto, lungo il periodo in cui le condizioni di servizio e di rendimento sono soddisfatte (periodo di maturazione).

Il costo complessivamente rilevato è rettificato ad ogni data di riferimento del bilancio fino alla data di maturazione per riflettere la migliore stima disponibile alla Società del numero di strumenti rappresentativi di capitale per i quali ci si attende che le condizioni di servizio e quelle di rendimento diverse dalle condizioni di mercato saranno soddisfatte, cosicché, l'importo rilevato alla fine si basa sul numero effettivo di strumenti rappresentativi di capitale che soddisfanno le condizioni di servizio e quelle di rendimento diverse dalle condizioni di mercato alla data di maturazione.

Non è rilevato alcun costo per i premi che alla fine non maturano perché non sono state soddisfatte le condizioni di rendimento diverse da quelle di mercato e/o le condizioni di servizio. Per contro, le operazioni sono considerate maturate indipendentemente dal fatto che siano soddisfatte le condizioni di mercato o di non maturazione, purché siano soddisfatte tutte le altre condizioni di rendimento e/o di servizio.

### **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 del valore contabile delle relative attività e imputate a Conto economico tramite il processo di ammortamento. Quando sono rilevate ad incremento del valore contabile 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 menzionati 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 del 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".

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 ricavi**

La Società rileva i ricavi diversi da quelli derivanti da contratti con i clienti principalmente con riferimento ai ricavi 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 della Società 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 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.

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.

## Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne 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 dall'Assemblea degli Azionisti.

## 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.

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 ammontare 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 e dell'IFRIC 23.

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 2021:

- > “*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 IFRS 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.
  
- > “*Amendment to IFRS 16: Covid-19-related rent concessions beyond 30 June 2021*”, 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 da 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 doveva essere applicata fino al 30 giugno 2021 ma, in considerazione del persistere degli impatti della pandemia da Covid-19, il 31 marzo 2021 lo IASB ha prorogato il periodo di applicazione dell’espedito pratico al 30 giugno 2022.

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

## 4. Informazioni finanziarie relative al clima

Il Gruppo Enel, di cui la Società fa parte, si posiziona come leader mondiale nella transizione energetica attraverso la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica e l'elettificazione dei consumi energetici.

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 CO<sub>2</sub> e di contenere l'aumento medio della temperatura globale al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali.

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 a raggiungere un bilancio nullo di emissioni gas serra.

Questi obiettivi rappresentano la base per il piano strategico 2022-2030 presentato a novembre 2021, che si fonda sulla leadership da parte del Gruppo Enel nel processo di transizione energetica attraverso l'elettificazione dei consumi, nonché la decarbonizzazione del suo mix di generazione, orientandosi pertanto verso un modello di business che vede nella sostenibilità un pilastro fondamentale.

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 953.000 produttori per una potenza di connessione complessiva pari a circa 32 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 CO<sub>2</sub> 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'elettificazione 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 2.1 "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.

## **5. Informativa relativa alla pandemia da Covid-19**

Nel corso del 2021 la Società ha continuato a monitorare 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.

In merito agli effetti generati dalla pandemia di Covid-19 al 31 dicembre 2021, si rinvia 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 2021 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 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management" e alle note relative alle voci specifiche.

## **6. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative**

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

## 7. Conferimento ramo d'azienda "Tecnologie di Rete Italia"

Nell'ambito del più ampio progetto di riorganizzazione del Gruppo Enel e, in particolare, della linea di business Global Infrastructure & Networks, in data 31 agosto 2021, e-distribuzione S.p.A. ha perfezionato un'operazione straordinaria avente ad oggetto la costituzione di una nuova entità, la società Gridspertise S.r.l.

L'operazione ha la finalità di concentrare in un'unica entità gli asset ed il personale connessi alle attività di ricerca, sviluppo, fabbricazione e successiva commercializzazione, incluso il supporto tecnico, gli apparati e soluzioni tecnologiche per la telegestione dei contatori di energia elettrica, per l'automazione avanzata di rete e per altre applicazioni di interesse per il settore dell'energia elettrica svolte dalle società di distribuzione. Ciò in considerazione sia della possibilità per e-distribuzione di conseguire maggiori efficienze, economicità e flessibilità nella gestione e nell'utilizzo delle attività del ramo di azienda trasferito a Gridspertise, sia del fatto che le attività afferenti al Ramo non costituiscono parte integrante del core business della attività di distribuzione e misura di energia elettrica, risultando così conveniente per la Società disporre l'esternalizzazione.

Più nel dettaglio la costituzione della newco Gridspertise è avvenuta mediante:

- conferimento del ramo d'azienda denominato "Tecnologie di Rete Italia" da e-distribuzione S.p.A. con data di efficacia 1° settembre 2021 (di seguito anche "il conferimento");
- conferimento del ramo d'azienda denominato "Smart Grid" da Enel Global Infrastructure & Network S.r.l.

La e-distribuzione, dopo aver conferito il ramo d'azienda come su descritto, in data 31 agosto 2021 e con data di efficacia 1° settembre 2021, ha formalizzato un atto di vendita avente ad oggetto l'intera partecipazione acquisita in Gridspertise, a seguito del conferimento, alla società del gruppo Enel Global Infrastructure & Network S.r.l.

Con riferimento all'operazione di conferimento, si riporta la situazione patrimoniale di riferimento alla data di efficacia (1° settembre 2021) del ramo d'azienda trasferito dalla e-distribuzione.

<b>ATTIVO</b>	<b>01 settembre 2021</b>	<b>PASSIVO</b>	<b>01 settembre 2021</b>
<b>Attività non correnti</b>		<b>Passività non correnti</b>	
Immobili, impianti e macchinari	43.287.830	Finanziamenti a lungo termine	154.722
Attività immateriali	6.293.061	Benefici ai dipendenti	675.021
Attività per imposte differite	1.065.146	Fondi per rischi e oneri	-
Partecipazioni	-	Passività per imposte differite	575.336
Derivati	-	Derivati	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	111.935	Passività contrattuali	-
Altre attività finanziarie non correnti	-	Altre passività non correnti	-
Altre attività non correnti	-		-
<b>Totale Attività non correnti</b>	<b>50.757.972</b>	<b>Totale Passività non correnti</b>	<b>1.405.079</b>
<b>Attività correnti</b>		<b>Passività correnti</b>	
Rimanenze	-	Finanziamenti a breve termine	-
Crediti commerciali	7.121.542	Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	123.639
Attività derivanti da contratti con i clienti	-	Fondi per rischi e oneri	-
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	-	Debiti commerciali	3.199.599
Crediti per imposte sul reddito	-	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	-
Altri crediti tributari	-	Debiti per imposte sul reddito	-
Derivati	2.425.715	Altri debiti tributari	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine	-	Derivati	-
Altre attività finanziarie correnti	-	Passività contrattuali	-
Altre attività correnti	93.246	Altre passività finanziarie correnti	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	-	Altre passività correnti	614.638
<b>Totale Attività correnti</b>	<b>9.640.503</b>	<b>Totale Passività correnti</b>	<b>3.937.876</b>
<b>TOTALE ATTIVO</b>	<b>60.398.475</b>	<b>TOTALE PASSIVO</b>	<b>5.342.955</b>
		<b>VALORE DEL RAMO ALLA DATA DI EFFICACIA</b>	<b>55.055.520</b>
		Situazione patrimoniale al 30 giugno 2021	53.428.990
		<b>Conguaglio</b>	<b>1.626.530</b>

L'operazione in parola è classificabile come operazione under common control; conseguentemente la neocostituita Gridspertise (entità conferitaria) ha rilevato il ramo d'azienda trasferito da e-distribuzione (entità conferente) al valore contabile storico, incrementando di pari importo il proprio patrimonio netto. La conferente ha simmetricamente rilevato una partecipazione nell'entità conferitaria per un importo pari all'incremento del patrimonio netto della conferitaria e per un valore pari a euro 53.429 migliaia circa.

La differenza tra valore netto contabile del ramo e il valore della partecipazione, pari a circa euro 1.627 migliaia, è riconducibile alle differenze sorte tra i valori contabili degli elementi patrimoniali attivi e passivi oggetto di conferimento, verificatesi tra data di stima del valore economico del ramo (30 giugno 2021) e la data di efficacia del conferimento (1° settembre 2021), dovute alla normale dinamica aziendale, sono state regolate mediante conguaglio monetario al fine di non comportare alcuna variazione nell'ammontare del patrimonio netto contabile assegnato alla conferitaria.

Con riferimento all'operazione di vendita della partecipazione in Gridspertise alla Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l., si evidenzia che il corrispettivo di vendita è stato determinato per un ammontare pari a euro 106.800 migliaia. Tale corrispettivo riflette il *fair value* della citata partecipazione, determinato mediante perizia di un soggetto terzo indipendente. L'operazione è stata effettuata a normali condizioni di mercato, pertanto e-distribuzione ha eliminato il valore contabile della partecipazione ceduta e ha rilevato una plusvalenza pari a euro 53.371 migliaia, rilevata tra gli "Altri proventi operativi".

Inoltre, le analisi effettuate dagli amministratori evidenziano la presenza di sostanza economica nell'operazione su descritta, in quanto quest'ultima genererà una significativa influenza positiva sui flussi di cassa futuri del ramo ceduto.



## Informazioni sul Conto Economico

### 8. Ricavi – Euro 6.851.823 migliaia

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

Migliaia di euro

	2021	2020	2021-2020	
<b>Ricavi trasporto energia elettrica:</b>	<b>6.166.838</b>	<b>6.021.868</b>	<b>144.970</b>	<b>2%</b>
Ricavi trasporto energia (terzi)	2.778.296	2.511.210	267.086	11%
Ricavi trasporto energia (gruppo)	2.964.165	3.014.908	(50.743)	(2%)
Perequazioni	197.410	322.008	(124.598)	(39%)
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	(10.324)	(48.534)	38.210	(79%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i>	(16.935)	(65.601)	48.666	(74%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	6.611	17.067	(10.456)	(61%)
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	237.291	222.276	15.015	7%
<b>Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:</b>	<b>544.039</b>	<b>544.587</b>	<b>(548)</b>	<b>(0%)</b>
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	220.201	214.243	5.958	3%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	150.158	144.621	5.537	4%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	108.547	102.397	6.150	6%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	65.133	83.326	(18.193)	(22%)
<b>Lavori in corso su ordinazione:</b>	<b>23.120</b>	<b>17.345</b>	<b>5.775</b>	<b>33%</b>
Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi)	8.030	4.175	3.855	92%
Lavori e servizi in corso su ordinazione (gruppo)	15.090	13.170	1.920	15%
<b>Altre vendite e prestazioni:</b>	<b>92.497</b>	<b>68.692</b>	<b>23.805</b>	<b>35%</b>
Ricavi da vendita beni (terzi)	22.716	13.804	8.912	65%
Ricavi da vendita beni (gruppo)	12.275	12.418	(143)	(1%)
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	50.052	35.475	14.577	41%
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	7.454	6.995	459	7%
<b>Ricavi per licenze d'uso:</b>	<b>6.129</b>	<b>3.254</b>	<b>2.875</b>	<b>88%</b>
Ricavi per licenze d'uso (gruppo)	6.129	3.254	2.875	88%
<b>Locazione beni strumentali:</b>	<b>12.963</b>	<b>12.417</b>	<b>546</b>	<b>4%</b>
Locazione beni strumentali (terzi)	4.093	2.956	1.137	38%
Locazione beni strumentali (gruppo)	8.870	9.461	(591)	(6%)
<b>Altri ricavi:</b>	<b>6.037</b>	<b>5.336</b>	<b>701</b>	<b>13%</b>
Ricavi da leasing operativo (terzi)	4.485	3.831	654	17%
Ricavi da leasing operativo (gruppo)	1.552	1.505	47	3%
<b>Totale Ricavi</b>	<b>6.851.623</b>	<b>6.673.499</b>	<b>178.124</b>	<b>3%</b>

I Ricavi da trasporto energia elettrica, complessivamente pari al 31 dicembre 2021 a euro 6.166.838 migliaia, accolgono sia ricavi per il servizio di trasporto ai clienti del mercato della Maggior Tutela, della Salvaguardia e del Mercato Libero, che quelli derivanti dai meccanismi di perequazione e da "abolizione lag regolatorio", normati con la Delibera ARERA n. 654/2015.

Al 31 dicembre 2021, nell'ambito dei ricavi da "abolizione lag regolatorio", sono stati inclusi anche i ricavi correlati agli ammortamenti accelerati rilevati sui contatori 1G, nell'esercizio 2021, per tener conto delle tempistiche di installazione previste dal piano Open Meter.

I ricavi da trasporto energia risultano in aumento di euro 144.970 migliaia rispetto allo stesso periodo del 2020 (pari a euro 6.021.868 migliaia) essenzialmente in seguito:

- all'incremento dei ricavi trasporto energia, pari complessivamente a euro 216.343 migliaia (di cui euro 267.086 migliaia riferiti ai terzi, parzialmente mitigati, per euro 50.43 migliaia, dal decremento di quelli riferiti a società del gruppo);
- al minor impatto negativo dei ricavi trasporto anni precedenti, pari a euro 38.210 migliaia;
- all'incremento dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 15.015 migliaia.

Tali effetti risultano parzialmente compensati dalla riduzione dei ricavi da perequazione, pari complessivamente a euro 124.598 migliaia.

I Ricavi da trasporto energia si riferiscono, per euro 2.964.165 migliaia, ai ricavi verso le altre società del gruppo, di cui euro 1.593.864 migliaia verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia ed euro 1.369.139 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il trasporto al mercato della Maggior Tutela.

L'incremento dei ricavi trasporto energia complessivi, pari a euro 216.343 migliaia, deriva dai seguenti principali fenomeni:

- aumento dei ricavi fatturati riconducibile all'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2021 (come previsto dalla Delibera n. 565/2020 pubblicata a dicembre 2020) rispetto a quelle dell'anno precedente riguardanti nello specifico la componente TRAS, a remunerazione dei costi di trasmissione;
- incremento generalizzato dei consumi; nell'esercizio 2020 si è invece assistito ad un decremento dei consumi in conseguenza del lockdown introdotto dal Governo in seguito alla pandemia da Covid-19.

La minore rettifica dei ricavi da trasporto anni precedenti, pari a euro 38.210 migliaia, dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti, è principalmente riconducibile:

- alle minori sopravvenienze passive per perequazioni anni precedenti pari complessivamente a euro 24.068 migliaia, essenzialmente imputabili sia al differente impatto delle tariffe di riferimento definitive 2020 (con Delibera ARERA 30 marzo 2021 131/2021/R/eel) rispetto a quelle di riferimento definitive del 2019 pubblicate (con Delibera ARERA 28 aprile 2020 144/2020/R/eel) sia all'aggiornamento dei volumi considerati ai fini del calcolo delle perequazioni;
- alla minore sopravvenienza passiva di maggiori ricavi da abolizione lag regolatorio rilevati in esercizi precedenti, in seguito all'aggiornamento dei volumi di investimento e dei parametri utilizzati ai fini della stima, pari a euro 14.142 migliaia.
- 

L'incremento, pari a euro 15.015 migliaia, dei ricavi da abolizione lag regolatorio, è sostanzialmente conseguenza dell'iscrizione, nell'anno 2021, della remunerazione correlata agli ammortamenti accelerati rilevati sui contatori 1G nell'esercizio 2021 derivanti dalle tempistiche di installazione previste dal piano Open Meter (pari a euro 53.984 migliaia). Tale aumento risulta parzialmente mitigato dall'effetto della riduzione del WACC (così come previsto dalla deliberazione n. 614/2021 ARERA) e dalla variazione dei tassi deflatori utilizzati ai fini del calcolo dei ricavi da abolizione lag regolatorio.

I ricavi derivanti da meccanismi di perequazione pari a euro 197.410 migliaia (euro 322.008 migliaia al 31 dicembre 2020), presentano un decremento pari a euro 124.598 migliaia dovuto principalmente all'aumento dei ricavi fatturati ai traders nell'esercizio 2021 rispetto all'anno precedente che era stato impattato da una riduzione dei volumi fatturati per effetto Covid-19: poiché la Società opera in un regime regolato, l'effetto dei maggiori ricavi fatturati viene infatti sterilizzato con le perequazioni.

In particolare, essi sono riconducibili:

- per euro 312.551 migliaia alla perequazione rilevata per effetto delle agevolazioni tariffarie previste con Delibera ARERA n. 124/2021 ai clienti con tipologia contratto "Altri Usi BT" per i mesi di aprile, maggio, giugno e luglio 2021;
- per euro 42.780 migliaia all'iscrizione del meccanismo di perequazione Usi Propri (euro 16.085 al 31 dicembre 2020);
- per euro 5.671 migliaia alla perequazione relativa al riconoscimento della maggiore remunerazione sugli investimenti incentivati (euro 3.686 migliaia al 31 dicembre 2020);
- per euro 1.312 migliaia all'applicazione del meccanismo di perequazione per gli eventi sismici del centro Italia (euro 27.782 migliaia al 31 dicembre 2020);
- per euro 2.930 migliaia alla perequazione negativa dei costi di trasmissione (euro 93.179 migliaia al 31 dicembre 2020), che presenta un decremento di euro 96.109 migliaia per compensare la differenza tra i maggiori ricavi di trasmissione fatturati nel 2021 ai traders per effetto dell'aumento dei consumi di energia e i costi di trasmissione sostenuti dalla Società nello stesso anno;
- per euro 143.676 migliaia alla perequazione negativa dei ricavi relativi al servizio di distribuzione, di cui euro 7.745 migliaia riferiti alla rettifica dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico, rilevati nell'anno 2019, 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 2020 era negativa per euro 43.287 migliaia);
- per euro 18.298 migliaia alla perequazione negativa relativa alla misura (negativa per euro 7.620 migliaia al 31 dicembre 2020).

Si evidenzia che al 31 dicembre 2020, tra i ricavi derivanti da meccanismi di perequazione, era presente anche la 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), pari a euro 232.183 migliaia.

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2021 ammontano complessivamente a euro 544.039 migliaia e risultano sostanzialmente in linea rispetto ai valori dell'esercizio precedente.

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2021, a complessivi euro 370.359 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 2021, a complessivi euro 173.680 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 23.120 migliaia (euro 17.345 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferiscono alle prestazioni di servizi previste dalle "Condizioni generali di accesso all'infrastruttura elettrica di e-distribuzione" ed effettuati ad alcuni operatori della telefonia per consentire le attività di posa della fibra ottica sull'infrastruttura della Società.

Le altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2021 a complessivi euro 92.497 migliaia, si riferiscono per euro 72.768 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 19.729 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Si segnala che, nel bilancio al 31 dicembre 2020, i ricavi per altre vendite e prestazioni, comprendevano anche i ricavi per licenze d'uso (pari a euro 3.254 migliaia) che, al 31 dicembre 2021, sono stati invece rilevati su una voce separata. In particolare, essi erano riportati tra i ricavi per prestazioni di servizi gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a complessivi euro 72.768 migliaia (euro 49.279 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 26.814 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 25.817 migliaia al 31 dicembre 2020);
- per euro 22.716 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 13.804 migliaia al 31 dicembre 2020);
- per euro 12.058 migliaia a proventi per richieste di messa fuori servizio (euro 47.168 migliaia al 31 dicembre 2020);
- per euro 9.072 migliaia a ricavi per servizi di mitigazione resi a Terna S.p.A. (euro 789 migliaia al 31 dicembre 2020).

Le altre vendite e prestazioni verso società del gruppo, pari a 19.729 migliaia (euro 19.413 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 12.886 migliaia (euro 10.830 migliaia al 31 dicembre 2020) 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 1.649 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 1.546 migliaia al 31 dicembre 2019);
- per euro 1.385 migliaia a ricavi per prestazioni di servizi amministrativi e di supporto tecnico verso la nuova società del gruppo Gridspertise;
- per euro 1.211 migliaia (euro 369 migliaia al 31 dicembre 2020) a ricavi verso Enel Energia per servizi di misura e per rimborsi di prelievi irregolari e per danni ad apparecchi di misura;

- per euro 654 migliaia (euro 4.787 migliaia al 31 dicembre 2020) a ricavi verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. relativi a prestazioni di servizi amministrativi, di supporto tecnico e logistica.

I ricavi per licenze d'uso, pari al 31 dicembre 2021 a euro 6.129 migliaia (euro 3.254 migliaia al 31 dicembre 2020) si riferiscono alle *fee* ricevute dalla società Enel Global Infrastructure & Networks (euro 5.286 migliaia) e Gridspertise (euro 843 migliaia) per la concessione di licenze d'uso, a titolo non esclusivo, di beni immateriali di proprietà della Società.

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 12.963 migliaia (euro 12.417 migliaia al 31 dicembre 2020) riguardano:

- per euro 3.190 migliaia (euro 2.956 al 31 dicembre 2020) 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 9.773 migliaia (euro 9.461 migliaia al 31 dicembre 2020) 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 6.037 migliaia (euro 5.336 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferiscono ricavi da leasing operativo in cui la Società opera in qualità di locatore. In particolare, per euro 1.552 migliaia, sono relativi alla locazione di spazi all'interno delle cabine di proprietà effettuata a favore di Open Fiber e per euro 4.486 migliaia a locazioni di beni strumentali a terzi.

## 8.1 Informazioni disaggregate sui ricavi

Nella seguente tabella è evidenziata la ripartizione dei ricavi per area geografica:

Migliaia di euro		
	2021	2020
Italia	6.828.945	6.653.259
Spagna	1.743	1.757
Romania	13.706	10.830
Svizzera	23	125
Gran Bretagna	6.469	7.441
Altri	737	87
<b>Totale</b>	<b>6.851.623</b>	<b>6.673.499</b>

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

Migliaia di euro

	2021		
	Point in Time	Over Time	Totale
<b>Ricavi trasporto energia elettrica:</b>	-	<b>6.166.838</b>	<b>6.166.838</b>
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)	-	2.778.296	2.778.296
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)	-	2.964.165	2.964.165
Perequazioni	-	197.410	197.410
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	-	(10.324)	- 10.324
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	-	6.611	6.611
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>	-	(16.935)	- 16.935
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	-	237.291	237.291
<b>Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:</b>	<b>173.680</b>	<b>370.359</b>	<b>544.039</b>
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	-	220.201	220.201
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	-	150.158	150.158
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	108.547	-	108.547
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	65.133	-	65.133
<b>Lavori in corso su ordinazione:</b>	<b>13.857</b>	<b>9.263</b>	<b>23.120</b>
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	1.842	6.188	8.030
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	12.015	3.075	15.090
<b>Altre vendite e prestazioni:</b>	<b>62.653</b>	<b>29.844</b>	<b>92.497</b>
Ricavi da vendita beni (terzi)	22.716	-	22.716
Ricavi da vendita beni (gruppo)	12.275	-	12.275
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	23.104	26.948	50.052
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	4.558	2.896	7.454
<b>Locazioni beni strumentali:</b>	-	<b>12.963</b>	<b>12.963</b>
Locazioni beni strumentali (terzi)	-	4.093	4.093
Locazioni beni strumentali (gruppo)	-	8.870	8.870
<b>Ricavi per licenze d'uso</b>	<b>6.129</b>	-	<b>6.129</b>
<b>TOTALE</b>	<b>256.319</b>	<b>6.589.267</b>	<b>6.845.586</b>

## 8.2 Attività e passività contrattuali

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

Migliaia di euro		
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"</b>	<b>2.483.583</b>	<b>3.349.586</b>
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	1.790.564	2.002.729
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	693.019	1.346.857
<b>Attività derivanti da contratti con i clienti</b>	<b>13</b>	<b>238</b>
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	13	238
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
<b>Passività contrattuali non correnti:</b>	<b>(3.251.973)</b>	<b>(3.358.904)</b>
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(1.801.417)	(1.897.954)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(1.264.703)	(1.303.861)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(185.853)	(6.131)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	-	(150.958)
<b>Passività contrattuali correnti:</b>	<b>(846.177)</b>	<b>(693.772)</b>
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	(10.557)	-
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	(6.302)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(410.432)	(270.379)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(40.659)	(46.442)
di cui Acconti altri (terzi)	(618)	(618)
di cui Acconti altri (gruppo)	(1.104)	(1.518)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(220.525)	(214.448)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(150.767)	(144.621)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(11.515)	(588)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	-	(8.856)
<b>TOTALE</b>	<b>(1.614.554)</b>	<b>(735.723)</b>

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente una riduzione, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 866.003 migliaia, riconducibile al decremento dei crediti verso terzi per euro 212.165 migliaia e di quelli verso il gruppo, per euro 653.838 migliaia (in particolare per euro 338.172 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale, euro 281.649 migliaia verso Enel Energia S.p.A e per euro 8.747 migliaia verso Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. Tali variazioni sono state parzialmente mitigate dalla presenza di crediti verso la nuova società del gruppo Gridspertise, pari a euro 16.299 migliaia).

Si fa presente che la società Open Fiber al 31 dicembre 2021 non fa più parte del gruppo Enel e i crediti commerciali verso di essa sono esposti nell'ambito dei crediti commerciali verso terzi.

La riduzione dei crediti commerciali sia verso terzi che verso società del gruppo, è principalmente riconducibile alla diminuzione dei volumi di fatturato per effetto delle agevolazioni previste dalle deliberazioni ARERA n. 124/2021, 279/2021 e 396/2021.

Inoltre, il decremento dei crediti commerciali verso terzi è anche influenzato dalle maggiori svalutazioni operate sui crediti commerciali, rispetto al 31 dicembre 2020, pari a euro 120.297 migliaia e dalla quota di crediti commerciali trasferita al ramo "Tecnologie di Rete Italia" (successivamente conferito alla società Gridspertise con data efficacia 1° settembre 2021), pari a euro 7.122 migliaia.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati:

- dal minor volume, rispetto al 31 dicembre 2020, delle operazioni di cessione dei crediti commerciali, pari a euro 288.603 migliaia;
- dall'incremento dei crediti da abolizione Regulatory Lag, che presentano un incremento rispetto a dicembre 2020 pari a euro 73.637 migliaia.

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2021 esse ammontano ad euro 13 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (3.251.973) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (3.066.120) migliaia) e i risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (185.853) 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 2021, una riduzione complessiva pari ad euro 135.695 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 371.292 migliaia), 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 12.224 migliaia) e da altre variazioni (pari a euro 6.147 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2021 (pari a euro 253.968 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 ad alcuni operatori della telefonia 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 2021, un aumento di euro 185.853 migliaia sostanzialmente riconducibile alle nuove tratte di infrastruttura elettrica messa a disposizione agli operatori della telefonia nel corso del 2021.



Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (846.177) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (10.557) migliaia),
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (451.091) migliaia),
- acconti diversi (pari a euro (1.722) migliaia),
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (371.292) migliaia),
- risconti passivi altri (pari a euro (11.515) migliaia).

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 402.573 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 40.659 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia per euro 34.480 migliaia, Servizio Elettrico Nazionale per euro 5.698 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.

### 8.3 Performance Obligations

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

- i ricavi da trasporto energia prevedono il soddisfacimento di un'unica obbligazione di fare, ovvero il trasporto dell'energia ai traders, soddisfatta nel corso del tempo. Per la rilevazione di tali ricavi, la Società applica un metodo di valutazione dei progressi realizzati basato sugli output, in modo tale da rilevare i ricavi per l'importo che ha diritto a fatturare al cliente, se tale importo corrisponde direttamente al valore che hanno per il cliente le prestazioni completate fino alla data considerata. Essi normalmente vengono fatturati con cadenza mensile (nel periodo compreso tra il primo ed il nono giorno successivo al mese riferimento), solitamente con una scadenza a 30 giorni dalla data della fattura. Nella fornitura del servizio di trasporto la Società agisce in qualità di *“principale”* avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio all'utente del trasporto. Nella determinazione del prezzo, e-distribuzione S.p.A. prende a riferimento le tariffe e i relativi vincoli fissati dall'ARERA in vigore nel periodo di riferimento. Come disposto dal CADE (Allegato B Art.2), le tipologie delle garanzie attive chieste e ottenute dalla Società a garanzia dei propri crediti commerciali per prestazioni di trasporto appartengono alle seguenti categorie:
  - Fidejussioni Bancarie
  - Fidejussioni Assicurative
  - Depositi cauzionali infruttiferi

- Parent Company Guarantees
- Rating creditizio

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

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

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

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

## 9. Altri proventi operativi – Euro 527.923 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2021	2020	2021-2020	
<b>Contributi in conto impianti:</b>	<b>18.469</b>	<b>17.942</b>	<b>527</b>	<b>3%</b>
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	18.469	17.942	527	3%
<b>Plusvalenze da alienazione:</b>	<b>56.194</b>	<b>2.275</b>	<b>53.919</b>	<b>&gt;100%</b>
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	2.823	2.275	548	24%
Plusvalenze da alienazione di attività non correnti destinate alla vendita (gruppo)	53.371	-	53.371	100%
<b>Rimborsi per danni ad impianti e simili:</b>	<b>21.290</b>	<b>64.422</b>	<b>(43.132)</b>	<b>(67%)</b>
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	21.283	64.001	(42.718)	(67%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo)	7	421	(414)	(98%)
<b>Vendita materiali vari</b>	<b>92</b>	<b>79</b>	<b>13</b>	<b>16%</b>
<b>Penalità e altre rettifiche da fornitori</b>	<b>12.802</b>	<b>7.926</b>	<b>4.876</b>	<b>62%</b>
<b>Premio continuità del servizio</b>	<b>48.240</b>	<b>39.898</b>	<b>8.342</b>	<b>21%</b>
<b>Altri proventi connessi al business elettrico</b>	<b>118.884</b>	<b>407.176</b>	<b>(288.292)</b>	<b>(71%)</b>
<b>Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica</b>	<b>233.641</b>	<b>275.553</b>	<b>(41.912)</b>	<b>(15%)</b>
<b>Altri</b>	<b>18.311</b>	<b>22.564</b>	<b>(4.253)</b>	<b>(19%)</b>
Altri (terzi)	17.317	18.894	(1.577)	(8%)
Altri (gruppo)	935	2.700	(1.765)	(65%)
<b>Totale</b>	<b>527.923</b>	<b>837.835</b>	<b>(309.912)</b>	<b>(37%)</b>

I ricavi per i contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale sono pari a euro 18.469 migliaia (euro 17.942 migliaia al 31 dicembre 2020) 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.

Le plusvalenze da alienazione ammontano a euro 56.194 migliaia (euro 2.275 migliaia) ed accolgono il valore delle plusvalenze realizzate in seguito alla vendita di attività materiali e/o immateriali e di partecipazioni.

L'aumento di euro 53.917 migliaia è essenzialmente riconducibile alla rilevazione della plusvalenza di euro 53.371 migliaia, derivante dalla vendita a Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. della quota di partecipazione nel capitale di Gridspertise S.r.l.

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 21.290 migliaia (euro 64.422 migliaia al 31 dicembre 2020), accolgono i rimborsi assicurativi riconosciuti nel 2021 dalle compagnie assicuratrici a fronte del danneggiamento di alcuni impianti per eventi eccezionali. Il decremento subito da questa voce rispetto allo scorso anno, è essenzialmente riconducibile al fatto che nel 2020 la Società ha ricevuto dalle compagnie assicuratrici i rimborsi per gli ingenti danni ai propri impianti in seguito ad eventi meteo avversi avvenuti tra il 2016 e il 2019.

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio 2021, 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 44.100 migliaia) e

l'integrazione dei premi sulla continuità del servizio relativi all'esercizio 2020, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 535/2021 (euro 4.140 migliaia).

Al 31 dicembre 2020 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 2020 (euro 37.800 migliaia) e l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2019 (euro 2.098 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione ARERA n. 462/2020.

Si rinvia alla nota di commento n.14 per l'analisi dei costi per penali e indennizzi sulla continuità del servizio.

Gli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 118.884 migliaia (euro 407.176 migliaia al 31 dicembre 2020) presentano una riduzione di euro 288.292 migliaia. In particolare, tale variazione riguarda:

- per euro 163.689 migliaia, la riduzione della stima dei proventi per reintegro da CSEA degli oneri di sistema versati e non riscossi dai traders, in conformità alle predisposizioni della delibera n.50/2018 ARERA;
- per euro 109.359 migliaia, la riduzione della stima dei proventi che verranno richiesti a reintegro per gli oneri di rete non incassati dai trader, in conformità alle predisposizioni della delibera n.461/2020 ARERA;
- per euro 6.574 la variazione in aumento intervenuta sul premio resilienza, essenzialmente per il minor impatto negativo dei risultati dei premi ufficializzati nel 2021 (delibere ARERA n. 537/2021 e n. 212/2021) rispetto a quelli dell'esercizio precedente (pari a euro 8.974 migliaia), parzialmente mitigato dalla minor stima dei premi di competenza dell'anno (pari a euro 2.400 migliaia).

Si segnala, inoltre, che al 31 dicembre 2020 erano stati rilevati anche:

- i risultati positivi riferiti sia alla perequazione delta perdite, in seguito alla pubblicazione dei risultati positivi perequazione TIV dell'anno 2019 (periodo 2017-2019) che all'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, pari a complessivi euro 14.102 migliaia;
- il provento connesso al 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, per euro 7.755 migliaia.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 233.641 migliaia (euro 275.553 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferiscono, per il periodo 01.01.2021-16.07.2021 ai Titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2021 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2020, oltre alla quota restante dell'obbligo 2018 e parte del residuo 2019. Per il periodo 17.07.2021-31.12.2021, i contributi si riferiscono ai Titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2021, oltre alla quota restante del residuo 2019 non adempiuto.

Al 31 dicembre 2020 si riferivano per il periodo gennaio-novembre ai contributi relativi alla copertura del 60% dell'obbligo 2019, e alla copertura dell'inadempienza del 40% dell'obbligo del 2018, mentre per il mese di dicembre 2020 si riferivano ai contributi relativi alla copertura del 60% dell'obbligo 2020 e alla copertura del residuo obbligo 2018.

Il decremento, pari a euro 41.912 migliaia, deriva da minori volumi di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 18.311 migliaia (euro 22.564 migliaia al 31 dicembre 2020) presentano una riduzione pari a euro 4.253 migliaia.

Essi accolgono essenzialmente i ricavi per corrispettivo tariffario specifico ai sensi dell'art. 41 della delibera ARERA n. 646/2015/R/eel e s.m.i (pari a euro 9.000 migliaia), rimborsi vari ottenuti da terzi, clienti e dipendenti (pari a euro 3.231 migliaia) e sopravvenienze attive e insussistenze del passivo (pari a euro 2.660 migliaia).

La riduzione è sostanzialmente riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2020, di una sopravvenienza attiva per minori debiti per sentenze da liquidare, pari a euro 5.366 migliaia.

## 10. Materie prime e materiali di consumo – Euro 705.998 migliaia

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

Migliaia di euro	2021	2020	2021-2020	
<b>Acquisto energia:</b>	<b>42.905</b>	<b>16.456</b>	<b>26.449</b>	<b>&gt;100%</b>
Acquisto energia (gruppo)	42.780	16.085	26.695	>100%
Acquisto energia esercizi precedenti:	125	371	(246)	(66%)
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (terzi)	-	94	(94)	(100%)
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	125	277	(152)	(55%)
<b>Acquisto di materiali e apparecchi vari:</b>	<b>755.379</b>	<b>638.372</b>	<b>117.007</b>	<b>18%</b>
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	716.410	634.081	82.329	13%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	38.969	4.291	34.678	>100%
<b>Variazione rimanenze materiali</b>	<b>(92.286)</b>	<b>(8.070)</b>	<b>(84.216)</b>	<b>&gt;100%</b>
<b>Totale</b>	<b>705.998</b>	<b>646.758</b>	<b>59.240</b>	<b>9%</b>
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(612.093)</i>	<i>(553.627)</i>	<i>(58.466)</i>	<i>11%</i>

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 42.780 migliaia (euro 16.085 migliaia al 31 dicembre 2020) si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

L'incremento, pari a euro 26.449, deriva essenzialmente dall'aumento dei prezzi di acquisto della materia prima.

In particolare, l'incremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), pari complessivamente a euro 32.791 migliaia, deriva sia dai maggiori acquisti di stock di materiali di media e bassa tensione destinati agli investimenti previsti per il 2021 che da un incremento dei prezzi in seguito al rincaro delle quotazioni delle materie prime. Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dalla riduzione del valore degli acquisti dei contatori e concentratori 2G, per effetto dei minori volumi consegnati dagli assemblatori a causa della scarsità di componentistica elettronica.

In seguito al conferimento del ramo "Tecnologie di Rete Italia" alla società Gridspertise, avvenuto con data efficacia 1° settembre 2021, gli acquisti di contatori elettronici e di concentratori vengono effettuati da tale società e non più da fornitori terzi.

Si evidenzia che i costi per acquisto di materiali e apparecchi vari, nell'esercizio 2021, accolgono euro 411 migliaia di costi relativi all'acquisto di DPI (mascherine, gel disinfettanti, guanti monouso e kit igienizzanti) e termoscanner.

## 11. Servizi – Euro 2.488.203 migliaia

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

Migliaia di euro	2021	2020	2021-2020	
<b>Trasporto energia elettrica:</b>	<b>1.695.047</b>	<b>1.647.703</b>	<b>47.344</b>	<b>3%</b>
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.694.851	1.647.285	47.566	3%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	196	418	(222)	(53%)
<b>Spese telefoniche, postali e servizi informatici:</b>	<b>150.864</b>	<b>148.900</b>	<b>1.964</b>	<b>1%</b>
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	41.590	37.575	4.015	11%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	109.274	111.325	(2.051)	(2%)
<b>Servizi per manutenzione e riparazione impianti:</b>	<b>202.848</b>	<b>197.618</b>	<b>5.230</b>	<b>3%</b>
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	202.848	197.618	5.230	3%
<b>Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate</b>	<b>2.554</b>	<b>-</b>	<b>2.554</b>	<b>100%</b>
<b>Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:</b>	<b>82.574</b>	<b>76.241</b>	<b>6.333</b>	<b>8%</b>
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.401	1.789	(388)	(22%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	81.173	74.452	6.721	9%
<b>Management fee e altri servizi di coordinamento (gruppo)</b>	<b>62.223</b>	<b>60.855</b>	<b>1.368</b>	<b>2%</b>
<b>Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)</b>	<b>21.188</b>	<b>21.351</b>	<b>(163)</b>	<b>(1%)</b>
<b>Provvigioni e commissioni</b>	<b>509</b>	<b>48</b>	<b>461</b>	<b>&gt;100%</b>
<b>Trasporto, immagazzinaggio e deposito</b>	<b>38.504</b>	<b>34.219</b>	<b>4.285</b>	<b>13%</b>
<b>Costi per assicurazioni:</b>	<b>27.993</b>	<b>29.301</b>	<b>(1.308)</b>	<b>(4%)</b>
Costi per assicurazioni (terzi)	23.718	24.767	(1.049)	(4%)
Costi per assicurazioni (gruppo)	4.275	4.534	(259)	(6%)
<b>Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale - Gruppo</b>	<b>475</b>	<b>687</b>	<b>(212)</b>	<b>(31%)</b>
<b>Servizi e altre spese connesse al personale</b>	<b>2.872</b>	<b>2.643</b>	<b>229</b>	<b>9%</b>
<b>Prestazioni professionali e tecniche</b>	<b>33.549</b>	<b>31.486</b>	<b>2.063</b>	<b>7%</b>
<b>Servizi di ristorazione (gruppo)</b>	<b>24.991</b>	<b>26.402</b>	<b>(1.411)</b>	<b>(5%)</b>
<b>Personale distaccato (gruppo)</b>	<b>1.648</b>	<b>231</b>	<b>1.417</b>	<b>&gt;100%</b>
<b>Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri</b>	<b>14.587</b>	<b>42.394</b>	<b>(27.807)</b>	<b>(66%)</b>
<b>Altri costi per servizi:</b>	<b>34.041</b>	<b>31.403</b>	<b>2.638</b>	<b>8%</b>
Altri costi per servizi (terzi)	23.781	21.974	1.807	8%
Altri costi per servizi (gruppo)	10.260	9.429	831	9%
<b>Costi per godimento beni di terzi</b>				
<b>Affitti e locazioni:</b>	<b>17.785</b>	<b>18.821</b>	<b>(1.036)</b>	<b>(6%)</b>
Affitti e locazioni (terzi)	1.292	1.484	(192)	(13%)
Affitti e locazioni (gruppo)	16.493	17.337	(844)	(5%)
<b>Canoni di noleggio:</b>	<b>11.781</b>	<b>8.210</b>	<b>3.571</b>	<b>43%</b>
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi	8.369	5.803	2.566	44%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term	3.412	2.407	1.005	42%
<b>Altri canoni e costi (terzi)</b>	<b>62.170</b>	<b>31.633</b>	<b>30.537</b>	<b>97%</b>
<b>Totale</b>	<b>2.488.203</b>	<b>2.410.146</b>	<b>78.057</b>	<b>3%</b>
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(19.684)</i>	<i>(17.425)</i>	<i>(2.259)</i>	<i>13%</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 47.344 migliaia, è diretta conseguenza dell'aumento delle tariffe di trasmissione da riconoscere a Terna S.p.A.

Si segnala che 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, alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale, agli affitti e locazioni e ai canoni di noleggio, sono prestati dalla controllante Enel Italia S.p.A.

Le Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi) sono aumentate per euro 4.015 migliaia principalmente per l'incremento dei costi per spese di trasmissione dati per telecontrollo.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 202.848 migliaia (euro 197.618 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, riparazione guasti, ecc). L'incremento della voce, pari a euro 5.230 migliaia, è sostanzialmente riconducibile alle maggiori manutenzioni su guasti agli impianti in seguito ad eventi atmosferici avversi.

La voce Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, pari a euro 82.574 migliaia, si riferisce per euro 1.401 migliaia per costi verso terzi e per euro 81.173 migliaia per costi verso la società Enel Italia. In particolare, l'incremento dei costi verso Enel Italia, pari a euro 6.721 migliaia, è sostanzialmente dovuto ai maggiori costi per la realizzazione di sanificazioni di immobili e automezzi e di interventi di adeguamento degli edifici sostenuti in seguito all'emergenza epidemiologica da Covid-19 (per circa euro 20.765 migliaia).

La voce Management fee e altri servizi (gruppo), pari ad euro 64.223 migliaia, accoglie essenzialmente i costi per "managerial services" prestati dalla capogruppo e quelli per "technica fee" per i servizi ricevuti sia dalla controllante che da alcune società del gruppo. In particolare:

- euro 19.526 migliaia (euro 20.265 migliaia nel 2020) 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 17.924 migliaia (euro 21.849 migliaia nel 2020) 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 23.209 migliaia (euro 20.108 migliaia nel 2020) 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 plannig a livello Global;
- euro 1.564 migliaia verso Gridspertise S.r.l. per la fornitura di servizi relativi ad attività di ricerca, sviluppo e supporto tecnico di apparati e soluzioni tecnologiche per la telegestione dei contatori di energia elettrica, per l'automazione avanzata di rete e per altre applicazioni di interesse per il settore dell'energia elettrica svolte da e-distribuzione.

Si segnala al 31 dicembre 2021 la presenza di circa euro 334 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 4.285 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per i costi straordinari sostenuti nel 2021 per la sanificazione degli automezzi utilizzati dal personale operativo in servizio (pari a euro 4.244 migliaia).

La voce Servizi e altre spese connesse al personale, pari a euro 2.872 migliaia nel 2021 (pari a euro 2.643 nel 2020) presenta un decremento di euro 229 migliaia. La voce accoglie circa euro 8 migliaia riferiti a servizi di sorveglianza sanitaria istituiti presso le sedi per effetto Covid-19.

La voce Prestazioni professionali e tecniche, pari a euro 33.549 migliaia (euro 31.486 migliaia al 31 dicembre 2020), accoglie nel 2021 euro 7 migliaia di spese straordinarie per sorveglianza sanitaria, sostenute per garantire la tutela della salute dei lavoratori in servizio durante il periodo di pandemia.

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 14.587 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2021, pari complessivamente a euro 29.279 migliaia, connessi alla stima degli oneri per danni a terzi al di sotto delle franchigie assicurative, per i guasti agli impianti, e per fondo vertenze e contenzioso. Tali effetti risultano parzialmente compensati dai rilasci del fondo guasti agli impianti e del fondo vertenze e contenzioso effettuati nel 2021, pari complessivamente a euro 14.692 migliaia.

Gli Altri costi per servizi si incrementano complessivamente di euro 2.638 migliaia di cui euro 1.807 migliaia verso terzi ed euro 831 migliaia verso gruppo. In particolare, l'aumento degli Altri costi per servizi terzi è dovuto al venir meno dell'effetto compensativo di sopravvenienze attive registrate nell'esercizio precedente. Si segnala al 31 dicembre 2021 la presenza di circa complessivi euro (51) migliaia di rettifica costi connessi all'emergenza epidemiologica da Covid-19.

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 ai contratti di leasing con durata inferiore ai 12 mesi e ai contratti di modico valore.

La voce Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term, pari a euro 3.412 migliaia al 31 dicembre 2021 (euro 2.407 migliaia al 31 dicembre 2020) accoglie euro 587 migliaia riferiti a noleggi straordinari effettuati per trasporto DPI tra le varie unità operative del territorio.



## 12. Costo del personale – Euro 1.360.686 migliaia

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

Migliaia di euro	Note	2021	2020	2021-2020	
Salari e stipendi		726.581	699.596	26.985	4%
Oneri sociali		233.285	226.897	6.388	3%
Benefici successivi al rapporto di lavoro	40	35.453	44.052	(8.599)	(20%)
Altri benefici a lungo termine	40	2.839	1.936	903	47%
Altri costi	41	350.591	100.225	250.366	>100%
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	41	11.937	339	11.598	>100%
<b>Totale</b>		<b>1.360.686</b>	<b>1.073.045</b>	<b>287.641</b>	<b>27%</b>
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(431.618)</i>	<i>(324.061)</i>	<i>(107.557)</i>	<i>33%</i>

L'aumento delle voci "Salari e stipendi" e "Oneri sociali", pari a complessivi euro 33.373 migliaia, è essenzialmente riconducibile alla rilevazione, pari a circa euro 12.845 migliaia, di incentivazioni collettive di anni precedenti, a maggiori straordinari, per circa euro 12.587 migliaia e a maggiori costi fissi riferiti al personale operaio per euro 4.866 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 39.584 migliaia (euro 39.395 migliaia al 31 dicembre 2020) essenzialmente al Trattamento di Fine Rapporto. Il costo dei piani a contributi definiti, in negativo di circa euro 4.131 migliaia, è essenzialmente influenzato dal rilascio del fondo Indennità Mensilità Aggiuntive (pari a euro (9.597) migliaia) in seguito alle adesioni da parte del personale dipendente al nuovo "Piano per la Digitalizzazione".

La voce "Altri benefici a lungo termine", pari a euro 2.839 migliaia, accoglie i costi dei Piani di incentivazione Infrastrutture & Reti, pari a euro 1.113 migliaia e quelli legati al piano Premio di Fedeltà, pari a euro 1.726 migliaia.

La variazione degli "Altri costi", pari a euro 250.366 migliaia, deriva essenzialmente dall'iscrizione degli oneri connessi all'adesione da parte del personale della Società avente diritto:

- all'accordo per accompagnare alla pensione nel periodo 2021-2024 i potenziali dipendenti che matureranno i requisiti pensionistici nei quattro anni successivi alla cessazione del rapporto, cd. Piano per la Digitalizzazione (per euro 256.175 migliaia);
- all'accordo per accompagnare alla pensione nel periodo 2021-2023 i potenziali dirigenti beneficiari che matureranno i requisiti pensionistici entro i sette anni successivi alla cessazione del rapporto, cd. Piano per la Digitalizzazione Dirigenti (per euro 24.607 migliaia);
- al piano di incentivi all'esodo per coloro che maturano i requisiti pensionistici per "Quota 100" entro il 31 dicembre 2021 (pari a euro 14.467 migliaia).

Tali accordi si inseriscono nel più ampio piano di ristrutturazione che il Gruppo Enel sta attuando per confermare il suo ruolo di leader nella transizione ecologica, perseguendo una profonda trasformazione incentrata sulle politiche di decarbonizzazione e relativa transizione ecologica, l'evoluzione digitale, la generazione distribuita e la partecipazione attiva del consumatore utente che hanno richiesto, tra l'altro, la messa a punto di misure a supporto

delle Aziende del Gruppo per consentire di realizzare un turnover per i lavoratori più vicini alla pensione ed effettuare un ricambio generazionale con l'inserimento di nuove professionalità nonché curare il rafforzamento delle competenze dei lavoratori in servizio, sui quali è stato anche definito un rilevante piano formativo.

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. 41 "Fondi per rischi ed oneri".

La consistenza del personale al 31 dicembre 2021 è pari a 14.706 unità e ha evidenziato un decremento di 34 unità (14.740 unità nel 2020). 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 2021:

	Consistenza media			Consistenza
	2021	2020	2021-2020	al 31 dicembre 2021
Dirigenti	98	102	(4)	94
Quadri	991	995	(4)	957
Impiegati	6.729	6.863	(134)	6.832
Operai	6.785	6.730	55	6.823
<b>TOTALE</b>	<b>14.603</b>	<b>14.690</b>	<b>(87)</b>	<b>14.706</b>

(\*) di cui 7 impiegati in Apprendistato Duale

### 13. Ammortamenti e impairment - Euro 1.347.245 migliaia

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

Migliaia di euro	2021	2020	2021-2020	
Ammortamento delle attività materiali	1.137.373	1.035.524	101.849	10%
Ammortamento delle attività immateriali	83.297	75.405	7.892	10%
Impairment	148.000	354.349	(206.349)	(58%)
Ripristini delle perdite di valore	(21.425)	(4.904)	(16.521)	>100%
<b>TOTALE Ammortamenti e Impairment</b>	<b>1.347.245</b>	<b>1.460.374</b>	<b>(113.129)</b>	<b>(8%)</b>

Gli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 1.137.373 migliaia, si riferiscono per euro 1.088.770 migliaia all'ammortamento dei beni di proprietà e per euro 48.603 migliaia all'ammortamento del diritto d'utilizzo riconducibile alle Attività materiali in leasing.

Si ricorda che nel corrente esercizio e-distribuzione S.p.A. ha effettuato un'accelerazione degli ammortamenti dei contatori elettronici di prima generazione, cosiddetti 1G, per tener conto delle tempistiche di installazione dei contatori 2G previste nel piano Open Meter. Per gli impatti si rimanda alla nota n. 20 "Immobili, impianti e macchinari".

L'incremento degli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a complessivi euro 109.741 migliaia, è la conseguenza:

- dell'aumento, pari a euro 101.849 migliaia, degli ammortamenti delle attività materiali (di cui euro 99.631 migliaia riferiti alla variazione in aumento dell'ammortamento dei beni di proprietà, ed euro 2.218 migliaia per l'incremento degli ammortamenti delle attività materiali in leasing);
- dell'aumento, pari a euro 7.892 migliaia, degli ammortamenti delle attività immateriali.

Al 31 dicembre 2021 la svalutazione dei crediti commerciali presenta un decremento, pari a euro 206.349 migliaia, essenzialmente per l'iscrizione, al 31 dicembre 2020, di maggiori svalutazioni di crediti commerciali verso traders rispetto allo stesso periodo dell'anno corrente.

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

Migliaia di euro	Note	2021	2020	2021-2020
<b>Impairment:</b>				
Immobili, impianti e macchinari	20-21	413	1.659	(1.246)
Partecipazioni		-	-	-
Crediti commerciali	29	145.136	352.004	(206.868)
Altri crediti		2.451	686	1.765
<b>Totale Impairment</b>		<b>148.000</b>	<b>354.349</b>	<b>(206.349)</b>
<b>Ripristini delle perdite di valore</b>				
Crediti commerciali	29	(20.983)	(4.896)	(16.087)
Altri crediti		(442)	(8)	(434)
<b>Totale Ripristini delle perdite di valore</b>		<b>(21.425)</b>	<b>(4.904)</b>	<b>(16.521)</b>

Per maggiori dettagli si rinvia alle note n. 50 "Strumenti finanziari per categoria" e n. 51 "Risk management".

#### 14. Altri costi operativi – Euro 364.724 migliaia

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

Migliaia di euro

	2021	2020	2021-2020	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	2.659	(1.414)	4.073	(>100%)
Minusvalenze ordinarie alienazioni	41.267	16.357	24.910	>100%
Imposte, tasse e tributi	21.340	40.965	(19.625)	(48%)
Titoli efficienza energetica:	240.637	280.831	(40.194)	(14%)
Titoli efficienza energetica annuali (terzi)	240.637	280.831	(40.194)	(14%)
Contributi e quote associative	8.919	15.379	(6.460)	(42%)
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 646/15 ARERA)	4.995	5.347	(352)	(7%)
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del.646/15 ARERA)	10.272	8.673	1.599	18%
Penalità sulla continuità del servizio (del. 646/15 ARERA)	24.015	17.689	6.326	36%
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 646/15 ARERA)	5.147	6.400	(1.253)	(20%)
Perequazione perdite di rete	(22.535)	30.523	(53.058)	(>100%)
<b>Altri costi operativi:</b>	<b>28.008</b>	<b>24.823</b>	<b>3.185</b>	<b>13%</b>
Altri oneri diversi di gestione (terzi)	17.122	15.697	1.425	9%
Altri oneri diversi di gestione (gruppo)	10.886	9.126	1.760	19%
<b>Totale altri costi operativi</b>	<b>364.724</b>	<b>445.573</b>	<b>(80.849)</b>	<b>(18%)</b>

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2021 presenta un saldo pari ad euro 2.659 migliaia (al 31 dicembre 2020 risultava positivo pari a euro 1.414 migliaia) e riflette euro 13.352 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 24.265 migliaia nel 2020) ed euro 10.693 migliaia di rilasci a conto economico (euro 25.680 migliaia nel 2020).

L'aumento degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari a euro 4.073 migliaia, deriva principalmente:

- dai minori rilasci, pari a euro 13.038 migliaia, essenzialmente connessi al rilascio nel 2020 di un fondo accantonato per gestire reclami da autoproduttori e ad un minor rilascio del fondo eventi eccezionali;
- dai minori accantonamenti ai fondi rischi e oneri diversi, pari a complessivi euro 8.965 migliaia.

Le imposte tasse e tributi nel 2021, pari a euro 21.340 migliaia, accolgono sostanzialmente l'imposta municipale unica, pari a circa euro 18.974 migliaia (euro 18.413 migliaia nel 2020).

Si segnala che al 31 dicembre 2020, la voce accoglieva anche la tassa per occupazione spazi ed aree pubbliche dovuta ai Comuni e alle Province, pari a euro 20.598 migliaia, che è stata abolita dalla legge di bilancio 2020 e sostituita dal nuovo canone patrimoniale unico rilevato nella voce costi per servizi.

I costi per Titoli Efficienza Energetica pari al 31 dicembre 2021, a euro 240.637 migliaia, si riferiscono al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2021, del 2020 e del 2019 e 2018 (per gli obblighi residui).

Nel 2020 si riferivano, 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.

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 40.194 migliaia, deriva dai minori volumi di TEE acquistati nell'anno 2021 rispetto all'esercizio precedente.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo straordinario riconosciuto alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 2.810 migliaia (euro 2.805 migliaia al 31 dicembre 2020) e ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 2.610 migliaia (euro 9.000 migliaia al 31 dicembre 2020). Inoltre, la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 2.458 migliaia (euro 2.482 migliaia al 31 dicembre 2020).

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 2021 ha comportato l'iscrizione di costi pari a euro 4.995 migliaia (euro 5.347 migliaia nel 2020 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 5.147 migliaia (euro 6.400 migliaia nel 2020), e un indennizzo diretto ai clienti per le interruzioni oltre standard da essi subite nel 2021, pari a euro 10.272 migliaia (euro 8.673 migliaia nel 2020).

Le penali sulla continuità del servizio, pari a euro 24.015 migliaia (euro 17.689 migliaia nel 2020) accolgono il valore delle penali stimate ai sensi del Titolo IV della suddetta Delibera.

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

La voce Perequazione perdite di rete presenta, al 31 dicembre 2021, un decremento di euro 53.058 migliaia per effetto della rilevazione dei risultati di perequazione TIV dell'anno 2020 comunicati da CSEA nell'esercizio 2021.

Gli altri costi operativi, pari a complessivi euro 28.008 migliaia (euro 24.823 migliaia al 31 dicembre 2020) risultano in incremento per euro 3.185 migliaia. Al 31 dicembre 2021 presentano circa euro 3 migliaia di costi straordinari sostenuti per emergenza Covid-19.

## 15. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 1.063.395 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro				
	2021	2020	2021-2020	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(431.618)	(324.061)	(107.557)	33%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(612.093)	(553.627)	(58.466)	11%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(19.684)	(17.425)	(2.259)	13%
<b>Totale</b>	<b>(1.063.395)</b>	<b>(895.113)</b>	<b>(168.282)</b>	<b>19%</b>

I costi per lavori interni capitalizzati presentano, al 31 dicembre 2021, un aumento complessivo di circa euro 168.282 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, strettamente correlato ai maggiori investimenti sulle reti di distribuzione e per l'installazione dei contatori 2G, effettuati nel corso dell'anno 2021.

#### 16. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2021, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

#### 17. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 25.215 migliaia

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

Migliaia di euro

	2021	2020	2021-2020	
<b>Proventi finanziari da derivati:</b>				
- proventi da derivati di cash flow hedge	5.161	281	4.880	>100%
- proventi da derivati di trading	-	350	350	100%
<b>Totale proventi finanziari da derivati</b>	<b>5.161</b>	<b>631</b>	<b>4.530</b>	<b>&gt;100%</b>
<b>Oneri finanziari da derivati:</b>				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(30.027)	(31.344)	1.317	(4%)
- oneri da derivati di trading	(349)	(7)	7	(100%)
<b>Totale oneri finanziari da derivati</b>	<b>(30.376)</b>	<b>(31.351)</b>	<b>1.324</b>	<b>(4%)</b>
<b>Totale oneri e proventi finanziari da derivati</b>	<b>(25.215)</b>	<b>(30.720)</b>	<b>5.854</b>	<b>(19%)</b>

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla nota di commento n. 52 "Derivati e hedge accounting".

#### 18. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro 348.610 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 36.342 migliaia a proventi finanziari (euro 39.511 migliaia nel 2020) e per euro 384.509 migliaia a oneri finanziari (euro 395.844 migliaia nel 2020). Il dettaglio degli oneri e dei proventi finanziari è riportato di seguito, unitamente ai commenti sulle voci più rilevanti:

Migliaia di euro

	2021	2020	2021-2020	
<b>Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo</b>				
<i>Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine</i>	54	64	(10)	(16%)
<i>Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine</i>	-	7	(7)	(100%)
<b>Totale proventi finanziari al tasso di interesse effettivo</b>	<b>54</b>	<b>71</b>	<b>(17)</b>	<b>(24%)</b>
Differenze positive di cambio	1	4	(3)	(75%)
Altri proventi finanziari	36.287	39.436	(3.149)	(8%)
<b>Totale proventi finanziari</b>	<b>36.342</b>	<b>39.511</b>	<b>(3.169)</b>	<b>(8%)</b>
<b>Interessi passivi al tasso di interesse effettivo</b>				
<i>Interessi passivi su finanziamenti bancari</i>	(14.067)	(20.541)	6.474	(32%)
<i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi</i>	(261)	(383)	122	(32%)
<i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo</i>	(1.320)	(2.540)	1.220	(48%)
<i>Interessi passivi su altri finanziamenti</i>	(340.910)	(340.075)	(835)	0%
<i>Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma</i>	(20.932)	(18.508)	(2.424)	13%
<i>Commissioni passive sul factoring</i>	(6.693)	(7.628)	935	(12%)
<b>Totale interessi passivi al tasso di interesse effettivo</b>	<b>(384.183)</b>	<b>(389.675)</b>	<b>5.492</b>	<b>(1%)</b>
Differenze negative di cambio	(24)	(15)	(9)	60%
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	2.667	(3.489)	6.156	(>100%)
Altri oneri finanziari	(2.969)	(2.665)	(304)	11%
<b>Totale oneri finanziari</b>	<b>(384.509)</b>	<b>(395.844)</b>	<b>11.335</b>	<b>(3%)</b>
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	(443)	(722)	279	(39%)
<b>Totale proventi/(oneri) finanziari netti</b>	<b>(348.610)</b>	<b>(357.055)</b>	<b>8.445</b>	<b>(2%)</b>

Gli altri proventi finanziari si riferiscono essenzialmente:

- per euro 30.012 migliaia (euro 26.469 migliaia al 31 dicembre 2020) ai proventi da attualizzazione del credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- per euro 3.301 migliaia (euro 6.602 migliaia nel 2020) alla remunerazione del credito inerente al Fondo Previdenza Elettrici riconosciuto a e-distribuzione S.p.A. dalla Delibera ARERA n. 157/12;
- per euro 1.169 migliaia (euro 2.149 migliaia nel 2020) agli interessi attivi di mora fatturati ai clienti.

Gli interessi passivi al tasso di interesse effettivo al 31 dicembre 2021 sono pari a euro 356.558 migliaia (euro 363.539 migliaia al 31 dicembre 2020) e presentano una riduzione di circa euro 6.981 migliaia. Essi sono essenzialmente riferiti a:

- gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 14.067 migliaia (euro 20.541 migliaia nel 2020) relativi principalmente agli interessi maturati su finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti e dalla Cassa Depositi e Prestiti;
- gli interessi passivi su finanziamenti da leasing terzi e gruppo complessivamente pari a euro 1.581 migliaia (euro 2.923 migliaia al 31 dicembre 2020);
- gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 340.910 migliaia (euro 340.075 migliaia nel 2020) relativi agli interessi verso la controllante Enel Italia S.p.A. maturati sui finanziamenti a medio lungo termine;
- gli interessi passivi sul c/c intersocietario e gli oneri su credito di firma, pari complessivamente a euro 20.932 migliaia (euro 18.508 migliaia nel 2020) di cui euro 11.823 migliaia verso la capogruppo ed euro 9.109 migliaia verso la controllante. Si segnala che sui saldi giornalieri a debito del conto corrente intersocietario è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2021, un tasso di interesse pari all'“Euribor

ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,70% e sui saldi creditori, aumentato di uno spread che è variato mensilmente;

- le commissioni passive sul factoring, pari a euro 6.693 migliaia, si riferiscono alle commissioni pagate sulle cessioni credito pro soluto effettuate nell'esercizio 2021.

Gli interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale negativi per euro 2.667 migliaia (positivi per euro 3.489 migliaia nel 2020) presentano una riduzione pari a euro 6.156 migliaia, determinata principalmente dalla rivisitazione delle stime attuariali della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA), in seguito all'adesione da parte di alcuni dirigenti al piano di ristrutturazione aziendale "Esodo 2021-2023", pari a euro 5.570 migliaia.

Gli altri oneri finanziari si riferiscono principalmente alle commissioni su fidejussioni rilasciate a favore del MISE per alcuni progetti finanziati e a favore di BEI e CDP su alcuni finanziamenti a medio e lungo termine, pari complessivamente a euro 1.395 migliaia (euro 1.520 migliaia nel 2020) e alle perdite sui crediti finanziari per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica pari a euro 14 migliaia (euro 7 migliaia nel 2020).

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 716 migliaia) ed i rilasci della svalutazione dei crediti finanziari (pari a euro 260 migliaia) e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 14 migliaia).

Per maggiori dettagli sull'impairment si rimanda alla nota n. 50 "Strumenti finanziari per categoria".



## 19. Imposte – Euro 514.307 migliaia

Di seguito si riporta la composizione delle imposte al 31 dicembre 2021 confrontata con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro				
	2021	2020	2021-2020	
<b>Imposte Correnti</b>	<b>530.141</b>	<b>571.553</b>	<b>(41.412)</b>	<b>(7%)</b>
IRES	425.462	453.699	(28.237)	(6%)
IRAP	104.246	117.447	(13.201)	(11%)
Imposte estere	433	407	26	6%
<b>Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti</b>	<b>(17.870)</b>	<b>(82.954)</b>	<b>65.084</b>	<b>(78)%</b>
Sopravvenienza IRES	(17.515)	(70.784)	53.269	(75%)
Sopravvenienza IRAP	(420)	(12.121)	11.701	(97%)
Sopravvenienza imposte estere	65	(49)	114	(>100%)
<b>Imposte differite</b>	<b>48</b>	<b>(580)</b>	<b>628</b>	<b>(&gt;100%)</b>
<b>Imposte anticipate</b>	<b>1.988</b>	<b>42.071</b>	<b>(40.083)</b>	<b>(95%)</b>
<b>Totale Imposte</b>	<b>514.307</b>	<b>530.090</b>	<b>(15.783)</b>	<b>(3%)</b>

Al 31 dicembre 2021, le imposte sono costituite per euro 407.947 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 103.826 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,81%). Tali valori comprendono anche l'effetto positivo delle sopravvenienze IRES e IRAP rilevate nell'esercizio corrente (pari complessivamente a euro 17.935 migliaia).

Il decremento delle sopravvenienze attive IRES e IRAP è principalmente riconducibile all'assenza del beneficio fiscale del cd. Patent Box nella stima delle imposte al 31 dicembre 2021 (pari a complessivi euro 66.120 migliaia al 31 dicembre 2020).

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, negativa per euro 2.036 migliaia e le imposte relative alla *branch* in Romania, per complessivi euro 498 migliaia (tali valori comprendono anche l'effetto negativo delle sopravvenienze registrate nell'esercizio, pari a euro 65 migliaia).

Al 31 dicembre 2021 l'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 514.307 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 1.802.260 migliaia, è pari al 28,52%.

Nel 2020 le imposte sul reddito sono state pari a euro 530.090 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 1.982.776 migliaia, con un'incidenza del 26,73%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile all'assenza del beneficio fiscale del cd. Patent Box nella stima delle imposte al 31 dicembre 2021. Tale fenomeno è stato parzialmente compensato dal beneficio derivante dall'applicazione del regime di tassazione cd. "Pex" alla plusvalenza di euro 53.371 migliaia, rilevata in seguito alla cessione ad Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. della partecipazione al capitale di Grispertise S.r.l.

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 17.011 migliaia (euro 7.442 migliaia al 31 dicembre 2020) 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. 23.

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

	2021	2020
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>1.802.260</b>	<b>1.982.776</b>
Aliquota fiscale applicabile	24%	24%
<b>Imposte teoriche IRES</b>	<b>432.542</b>	<b>475.866</b>
<b>Minori imposte:</b>		
plusvalenze da partecipazioni pex	(12.190)	-
utilizzo fondi	(88.766)	(99.709)
ammortamenti (e.s.reversal)	(43.318)	(39.321)
deduzione oneri a Patrimonio Netto	(68.149)	(68.149)
Altro	(2.624)	(5.582)
<b>Maggiori imposte:</b>		
accantonamento ai fondi	133.356	134.016
Ammortamenti	57.355	36.688
telefonia e autoveicoli	5.027	4.754
Altro	12.228	15.136
<b>Totale imposte correnti sul reddito (IRES)</b>	<b>425.462</b>	<b>453.699</b>
<b>IRAP</b>	<b>104.246</b>	<b>117.447</b>
<b>Totale fiscalità differita</b>	<b>(6.376)</b>	<b>36.816</b>
<b>Differenze su stime imposte anni precedenti</b>	<b>(9.459)</b>	<b>(12.158)</b>
<b>Rett positive Patent Box-IRES+IRAP</b>	<b>-</b>	<b>(66.120)</b>
<b>Imposte estere</b>	<b>433</b>	<b>407</b>
<b>Imposte sul reddito</b>	<b>514.307</b>	<b>530.090</b>

## Informazioni sullo Stato Patrimoniale

### Attivo

#### Attività non correnti

#### 20. Immobili, impianti e macchinari – Euro 18.832.794 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2021 e 2020) in esercizio e in costruzione, per singola categoria, sono evidenziate nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività materiali in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilitazioni in corso e acconti	Totale
<b>Situazione al 31.12.2020</b>									
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
<b>Valore lordo di bilancio</b>	<b>127.989</b>	<b>1.726.945</b>	<b>47.430.888</b>	<b>159.928</b>	<b>231.669</b>	<b>254.220</b>	<b>181.755</b>	<b>814.288</b>	<b>50.927.682</b>
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
<b>Consistenza al 31.12.2020</b>	<b>127.989</b>	<b>715.274</b>	<b>15.684.710</b>	<b>50.588</b>	<b>38.585</b>	<b>183.783</b>	<b>42.192</b>	<b>814.288</b>	<b>17.657.409</b>
Investimenti ordinari	1.866	21.634	1.609.801	13.993	16.714	34.947	1.677	707.040	2.407.672
Investimenti straordinari:	-	-	241	-	-	-	-	-	241
Valore lordo	-	-	241	-	-	-	-	-	241
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disinvestimenti ordinari:	(153)	(465)	(40.525)	(980)	(4.754)	(3.668)	(329)	(830)	(51.704)
Valore lordo	(153)	(550)	(729.573)	(8.227)	(10.038)	(4.419)	(2.250)	(830)	(756.040)
Fondo ammortamento	-	85	688.958	7.247	5.284	751	1.921	-	704.246
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	89	-	-	-	-	-	89
Disinvestimenti straordinari:	-	-	(41.111)	-	(1.228)	(286)	-	(663)	(43.288)
Valore lordo	-	-	(70.878)	-	(5.422)	(286)	-	(663)	(77.249)
Fondo ammortamento	-	-	29.380	-	4.194	-	-	-	33.574
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	387	-	-	-	-	-	387
Riclassifiche altre:	80	(181)	101	(96)	96	-	-	-	-
Valore lordo	80	(207)	127	(411)	411	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	(6.611)	6.611	315	(315)	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	6.637	(6.637)	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	1.741	24.291	457.952	-	-	-	4.918	(488.902)	-
Impairment rilevato a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	(413)	(413)
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	(413)	(413)
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(33.356)	(1.018.166)	(9.568)	(17.269)	(48.603)	(10.411)	-	(1.137.373)
Altri movimenti:	26	71	-	154	-	-	-	-	251
Valore lordo	26	83	-	308	76	-	-	-	493
Fondo ammortamento	-	(12)	-	(154)	(76)	-	-	-	(242)
<b>Totale variazioni</b>	<b>3.560</b>	<b>11.994</b>	<b>968.293</b>	<b>3.503</b>	<b>(6.441)</b>	<b>(17.610)</b>	<b>(4.145)</b>	<b>216.232</b>	<b>1.175.386</b>
<b>Situazione al 31.12.2021</b>									
Costo originario	116.538	1.628.967	45.872.534	165.558	233.697	284.462	186.100	1.030.520	49.518.376
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
<b>Valore lordo di bilancio</b>	<b>131.549</b>	<b>1.772.196</b>	<b>48.698.558</b>	<b>165.591</b>	<b>233.410</b>	<b>284.462</b>	<b>186.100</b>	<b>1.030.520</b>	<b>52.502.386</b>
Fondo ammortamento	-	(1.075.802)	(32.727.457)	(111.834)	(204.259)	(118.289)	(148.053)	-	(34.385.694)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.874	681.901	334	2.993	-	-	-	716.102
<b>Consistenza al 31.12.2021</b>	<b>131.549</b>	<b>727.268</b>	<b>16.653.002</b>	<b>54.091</b>	<b>32.144</b>	<b>166.173</b>	<b>38.047</b>	<b>1.030.520</b>	<b>18.832.794</b>

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
<b>Situazione al 31.12.2019</b>									
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
<b>Valore lordo di bilancio</b>	<b>125.090</b>	<b>1.688.532</b>	<b>46.554.009</b>	<b>153.177</b>	<b>211.288</b>	<b>212.244</b>	<b>177.540</b>	<b>683.243</b>	<b>49.805.123</b>
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
<b>Consistenza al 31.12.2019</b>	<b>125.090</b>	<b>708.832</b>	<b>15.001.390</b>	<b>50.055</b>	<b>30.517</b>	<b>184.661</b>	<b>48.338</b>	<b>683.243</b>	<b>16.832.126</b>
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
Riclassifiche altre:	340	(186)	22	(1.159)	(3.065)	-	(10)	-	(4.058)
Valore lordo	340	(121)	(50)	(1.284)	(2.940)	-	(170)	-	(4.225,00)
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(32.191)	(921.008)	(8.908)	(16.486)	(46.386)	(10.545)	-	(1.035.524)
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)
<b>Totale variazioni</b>	<b>2.899</b>	<b>6.442</b>	<b>683.320</b>	<b>533</b>	<b>8.068</b>	<b>(878)</b>	<b>(6.146)</b>	<b>131.045</b>	<b>825.283</b>
<b>Situazione al 31.12.2020</b>									
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
<b>Valore lordo di bilancio</b>	<b>127.989</b>	<b>1.726.945</b>	<b>47.430.888</b>	<b>159.928</b>	<b>231.669</b>	<b>254.220</b>	<b>181.755</b>	<b>814.288</b>	<b>50.927.682</b>
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
<b>Consistenza al 31.12.2020</b>	<b>127.989</b>	<b>715.274</b>	<b>15.684.710</b>	<b>50.588</b>	<b>38.585</b>	<b>183.783</b>	<b>42.192</b>	<b>814.288</b>	<b>17.657.409</b>

Il valore al 31 dicembre 2021 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. 21 "Leasing operativo" del Bilancio d'esercizio.

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

Migliaia di euro			
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Terreni e fabbricati	620	743	(123)
Reti di distribuzione:	2.174.133	1.698.582	475.551
Impianti di Alta Tensione	181.329	118.593	62.736
Impianti di Media Tensione	965.974	720.645	245.329
Impianti di Bassa Tensione	1.026.830	859.344	167.486
Altri impianti e macchinari	90.672	79.191	11.481
Altri beni e attrezzature	30.761	35.462	(4.701)
Migliorie su beni di terzi	11.654	12.535	(881)
Attività materiali in leasing (incluso acconti)	44.832	52.501	(7.669)
Anticipi e acconti attività materiali di proprietà	55.000	8.884	46.116
<b>Totale investimenti ordinari</b>	<b>2.407.672</b>	<b>1.887.898</b>	<b>519.774</b>
Investimenti straordinari	241	331	(90)
<b>Totale</b>	<b>2.407.913</b>	<b>1.888.229</b>	<b>519.684</b>

Rispetto all'esercizio precedente, gli investimenti presentano un forte incremento, pari a euro 519.684 migliaia, in seguito alla crescita dei progetti di "qualità del servizio e altro" (per euro 297.477 migliaia), alle maggiori richieste di clienti o terzi (per euro 138.452 migliaia), all'incremento dei volumi di contatori elettronici installati (per euro migliaia 46.232) e all'aumento degli "altri investimenti" (per euro 37.524 migliaia).

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 al *Climate Change* (manicotti di ghiaccio, tempeste di vento/caduta alberi fuori fascia, ondate di calore). Le principali leve di intervento utilizzate nel 2021, 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 2021 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 152.185 migliaia circa (quasi euro 671.039 migliaia totali già investiti dal 2017 al 2021).

Al 31 dicembre 2021, tra gli investimenti in contatori elettronici, sono presenti anche euro 2.902 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").

Si evidenzia che, con data efficacia 1° settembre 2021, sono state conferite alla società Gridspertise le attività materiali afferenti al ramo "Tecnologie di Rete Italia" per un valore complessivo pari a euro 43.288 migliaia.

Per la variazione delle Attività materiali in leasing (incluso acconti) si rimanda al commento del paragrafo successivo.

L'aumento degli Acconti sulle attività materiali di proprietà, pari a circa euro 46.116 migliaia, è invece da attribuire essenzialmente all'anticipazione riconosciuta ad un fornitore nel 2021 ai sensi dell'art. 35 del Codice Appalti.

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”. Nel corso del corrente esercizio, la Società ha accelerato la vita utile dei contatori di prima generazione per tener conto dei tempi di installazione dei contatori di seconda generazione previsti nel piano Open Meter, rilevando maggiori ammortamenti per circa euro 57.300 migliaia.

Si evidenzia di seguito il dettaglio degli Immobili, impianti e macchinari in corso:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Terreni	8.738	7.365	1.373
Fabbricati	52.646	47.547	5.099
Impianti e macchinari	841.374	701.668	139.706
Attrezzature industriali e commerciali	-	-	-
Altri beni	-	-	-
Migliorie su immobili di terzi	26.773	21.732	5.040
Attività materiali in leasing	45.989	-	45.989
Acconti	55.000	35.976	19.024
<b>Totale immobilizzazioni in corso e acconti</b>	<b>1.030.520</b>	<b>814.288</b>	<b>216.232</b>

Al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 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 2021 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro

	al 31.12.2021		al 31.12.2020	2021-2020
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale Scostamento
Terreni	131.549	-	131.549	127.989 3.560
Fabbricati civili	8.036	5.836	2.200	2.371 (171)
Fabbricati strumentali	1.764.160	1.039.092	725.068	712.903 12.165
<b>Reti di distribuzione</b>				
Linee di alta tensione	21.700	3.368	18.332	18.874 (542)
Cabine primarie	4.255.998	3.013.013	1.242.985	1.220.834 22.151
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	6.067.389	3.211.956	2.855.433	2.718.427 137.006
Linee di media tensione	14.464.916	9.901.816	4.563.100	4.170.346 392.754
Linee di bassa tensione	14.598.269	10.383.583	4.214.686	4.013.222 201.464
Prese	4.316.485	2.870.558	1.445.927	1.381.394 64.533
Contatori	3.500.675	1.497.429	2.003.246	1.868.100 135.146
Altri impianti	1.473.126	1.163.833	309.293	293.513 15.780
<b>Totale reti di distribuzione</b>	<b>48.698.558</b>	<b>32.045.556</b>	<b>16.653.002</b>	<b>15.684.710 968.292</b>
Attrezzature	165.591	111.500	54.091	50.588 3.503
Altri beni	233.410	201.266	32.144	38.585 (6.441)
Attività materiali in leasing	284.462	118.289	166.173	183.783 (17.610)
Migliori su beni di terzi	186.100	148.053	38.047	42.192 (4.145)
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.030.520	-	1.030.520	814.288 216.232
<b>Totale</b>	<b>52.502.386</b>	<b>33.669.592</b>	<b>18.832.794</b>	<b>17.657.409 1.175.385</b>

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".

## 21. Leasing operativo

### Società operante come locatario – Euro 166.173 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 essenzialmente fabbricati, autoveicoli e diritti d'uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle proprie cabine. Ha inoltre in essere contratti di leasing operativo con Enel Produzione S.p.A. aventi ad oggetto siti logistici per lo stoccaggio dei materiali.

Per informazioni sui giudizi utilizzati per l'applicazione dell'IFRS 16, si rimanda alla nota 2.1 "Uso delle stime e giudizi del management".

### Riconciliazione del valore contabile

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

Migliaia di euro				
	Fabbricati in leasing	Veicoli e altri mezzi di trasporto in leasing	Altri beni in leasing	TOTALE
<b>Saldo al 31.12.2020</b>	130.628	42.089	11.066	<b>183.783</b>
Incrementi	12.687	13.141	9.119	<b>34.947</b>
Ammortamenti	(29.350)	(18.446)	(807)	<b>(48.603)</b>
Impairment rilevato a Conto Economico				-
Altri movimenti				-
Dismissioni	(1.149)	(2.766)	(39)	<b>(3.954)</b>
<b>Saldo al 31.12.2021</b>	<b>112.816</b>	<b>34.018</b>	<b>19.339</b>	<b>166.173</b>

Si segnala che la voce "Altri beni in leasing" accoglie, al 31 dicembre 2021, i diritti di uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle cabine, acquistati in modalità IRU, e già regolati finanziariamente.

### 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 31.12.2021
<b>Saldo al 01.01.2021</b>	174.002
Incrementi	25.840
Rimborsi	(48.348)
Altri movimenti	(3.147)
<b>Totale al 31 dicembre 2021</b>	<b>148.347</b>
<i>di cui non corrente (si veda nota 50 "Strumenti finanziari per categoria")</i>	106.631
<i>di cui corrente (si veda nota 50 "Strumenti finanziari per categoria")</i>	41.716

I rimborsi totali per leasing nel 2021 sono stati pari a euro 48.348 migliaia (euro 45.106 migliaia nel 2020), mentre le nuove integrazioni delle passività per leasing sono state pari a euro 25.840 migliaia nel 2021 (euro 41.097 migliaia nel 2020). Si segnalano inoltre nel 2021 altri movimenti in riduzione per euro 3.147 migliaia (in negativo per euro 6.967 migliaia nel 2020).

### 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 31.12.2021
Ammortamenti beni in leasing	48.603
Interessi passivi su passività finanziarie per leasing	1.581
Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi)	3.412
Costi per leasing di asset di modico valore (inclusi tra i costi per servizi)	-
Costi per leasing variabili (inclusi tra i costi per servizi)	-
<b>Totale</b>	<b>53.596</b>



### 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 31.12.2021
entro un anno	43.220
tra uno e cinque anni	77.326
oltre 5 anni	34.768
<b>Totale</b>	<b>155.314</b>

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

- non ci sono stati impatti per la presenza di particolari restrizioni esistenti nei contratti 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 6.037 migliaia nel 2021 (euro 5.336 al 31 dicembre 2020).

I pagamenti minimi futuri che la società ha il diritto di ricevere in base al contratto di *leasing* sono dettagliati nella seguente tabella:

Migliaia di euro	
	al 31.12.2021
entro un anno	6.459
tra uno e cinque anni	23.673
oltre 5 anni	16.788
<b>Totale</b>	<b>46.921</b>

## 22. Attività immateriali – Euro 481.802 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2021 e 2020) sono esposti di seguito:

Migliaia di euro	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	Software non tutelato	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo	4.808	886.288	260.879	185.413	1.337.430
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.805)	(676.739)	(260.879)	-	(942.465)
<b>Consistenza al 31 dicembre 2020</b>	<b>3</b>	<b>209.549</b>	<b>-</b>	<b>185.413</b>	<b>394.965</b>
Attività acquisite separatamente	-	20.704	-	155.767	176.471
Attività sviluppate internamente	-	-	-	-	-
Attività acquisite tramite business combination	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	-	82.262	-	(82.262)	-
Dismissioni	-	(44)	-	-	(44)
Ammortamento	(1)	(83.296)	-	-	(83.297)
Impairment rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico	-	-	-	-	-
Riclassifiche a/da attività classificate come possedute per la vendita	-	-	-	-	-
Altre Riclassifiche - Costo	-	-	-	-	-
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	-	-	-	-	-
Operazioni straordinarie - Costo	-	(6.149)	-	(5.002)	(11.151)
Operazioni straordinarie - Fondo Amm.to	-	4.858	-	-	4.858
Altre variazioni	-	-	-	-	-
<b>Totale variazioni</b>	<b>(1)</b>	<b>18.335</b>	<b>-</b>	<b>68.503</b>	<b>86.837</b>
Costo	4.808	983.061	260.879	253.916	1.502.664
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.806)	(755.177)	(260.879)	-	(1.020.862)
<b>Consistenza al 31 dicembre 2021</b>	<b>2</b>	<b>227.884</b>	<b>-</b>	<b>253.916</b>	<b>481.802</b>

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)
<b>Consistenza al 31 dicembre 2019</b>	<b>4.558</b>	<b>230.689</b>	<b>-</b>	<b>115.500</b>	<b>350.747</b>
Attività acquisite separatamente	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 economico	-	-	-	-	-
Ripristini di valore rilevati a conto economico	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-
<b>Totale variazioni</b>	<b>(4.555)</b>	<b>(21.140)</b>	<b>-</b>	<b>69.913</b>	<b>44.218</b>
Costo	4.808	886.288	260.879	185.413	1.337.430
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.805)	(676.739)	(260.879)	-	(942.465)
<b>Consistenza al 31 dicembre 2020</b>	<b>3</b>	<b>209.549</b>	<b>-</b>	<b>185.413</b>	<b>394.965</b>

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 essenzialmente da ricondursi ai passaggi in esercizio degli investimenti informatici inerenti al Progetto Digitaly e agli applicativi evolutivi di gestione della misura e dei sistemi dell'area Servizi Commerciali di rete.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

Si segnala che, con data efficacia 1° settembre 2021, sono state conferite alla società Gridspertise attività immateriali afferenti al ramo "Tecnologie di Rete Italia" per un valore complessivo pari a euro 6.293 migliaia.

Si evidenzia di seguito il dettaglio delle Attività immateriali in corso distinto per tipologia di investimento:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Costi di sviluppo	-	-
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	253.916	185.413
Software non tutelato	-	-
<b>Totale</b>	<b>253.916</b>	<b>185.413</b>

L'incremento delle Attività immateriali in corso, pari a complessivi euro 155.767 migliaia, è da ricondursi principalmente all'aumento degli investimenti inerenti alla piattaforma Grid Blue Sky e all'adeguamento di tutti i sistemi informatici aziendali al nuovo modello organizzativo adottato dalla Società dal 1° gennaio 2022 (cd. ASID 2021) nonché ai nuovi investimenti in sistemi di smart metering 2G e sul Network Digital Twin. Tale effetto è stato parzialmente compensato:

- dal passaggio in esercizio, nel corso del 2021, degli investimenti informatici inerenti al Progetto Digitaly e gli applicativi evolutivi di gestione della misura e dei sistemi dell'area Servizi Commerciali di rete (pari a euro 82.262 migliaia);
- dalla quota di immobilizzazioni immateriali in corso incluse nel ramo "TER Italia" conferito a Gridspertise (pari a euro 5.002 migliaia)

La piattaforma Grid Blue Sky, basata su una combinazione di soluzioni digitali, tecnologie avanzate e nuovi processi integrati, è improntata su un nuovo modello operativo articolato in tre dimensioni (Organizzazione, Processi e Sistemi) e quattro livelli (Asset Owner, Asset Operator, Customer Engagement e System Operator) e sarà in grado di migliorare la resilienza e la flessibilità delle reti nonché di garantire, inoltre, interazioni più rapide tra tutti gli stakeholders. La Società ha rilevato il costo di acquisto, dalla società Enel Global Infrastructure & Networks, della licenza d'uso esclusiva per l'utilizzo delle soluzioni e sotto-soluzioni tecnologiche da essa sviluppate al 31 dicembre 2021 in base alla Roadmap di progetto e sulle quali sono in corso i collaudi e le verifiche da parte di e-distribuzione per attestarne le relative entrate in esercizio.

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:

Migliaia di euro

		al 31.12.2021	al 31.12.2020		
Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale	
2	7 mesi	2.393	(1.695)	698	-
2	1 anno e 1 mese	16	(5)	11	-
2	1 anno e 7 mesi	43	(4)	39	1.895
3	0	428.180	(428.180)	-	-
3	1 mese	785	(763)	22	1
3	2 mesi	164	(153)	11	2
3	4 mesi	487	(437)	50	1.691
3	5 mesi	8.134	(6.933)	1.201	2
3	8 mesi	2.291	(1.782)	509	240
3	9 mesi	1.451	(1.087)	364	124
3	10 mesi	23.834	(17.142)	6.692	494
3	11 mesi	14.030	(9.743)	4.287	18.924
3	1 anno	1.374	(806)	568	3.037
3	1 anno e 1 mese	68	(42)	26	288
3	1 anno e 2 mesi	38	(21)	17	74
3	1 anno e 4 mesi	819	(455)	364	231
3	1 anno e 5 mesi	1.040	(549)	491	4.085
3	1 anno e 7 mesi	3.292	(1.555)	1.737	-
3	1 anno e 8 mesi	-	-	-	1.273
3	1 anno e 9 mesi	9.549	(3.972)	5.577	849
3	1 anno e 10 mesi	-	-	-	14.602
3	1 anno e 11 mesi	1.604	(579)	1.025	8.963
3	2 anni	-	-	-	1.135
3	2 anni e 1 mese	484	(82)	402	49
3	2 anni e 2 mesi	36	(7)	29	-
3	2 anni e 3 mesi	-	-	-	34
3	2 anni e 5 mesi	30	(6)	24	1.475
3	2 anni e 7 mesi	-	-	-	2.835
3	2 anni e 9 mesi	6	-	6	8.776
3	2 anni e 11 mesi	8.417	(234)	8.183	1.576
4	10 mesi	616	(445)	171	-
4	11 mesi	12.744	(9.661)	3.083	-
4	1 anno e 9 mesi	110	(56)	54	-
4	1 anno e 10 mesi	4.768	(2.195)	2.573	274
4	1 anno e 11 mesi	3.079	(1.324)	1.755	5.612
4	2 anni e 2 mesi	141	(48)	93	-
4	2 anni e 7 mesi	155	(55)	100	-
4	2 anni e 9 mesi	75	(22)	53	75
4	2 anni e 10 mesi	0	0	-	3.538
4	2 anni e 11 mesi	-	-	-	2.374
4	3 anni e 2 mesi	-	-	-	129
4	3 anni e 7 mesi	6	(1)	5	139
4	3 anni e 9 mesi	-	-	-	71
5	0	188.967	(188.967)	-	-
5	1 anno e 9 mesi	10.725	(7.945)	2.780	-
5	1 anno e 11 mesi	22.214	(15.098)	7.116	-
5	2 anni	441	(294)	147	-
5	2 anni e 9 mesi	192	(90)	102	4.369
5	2 anni e 10 mesi	41.651	(18.504)	23.147	-
5	2 anni e 11 mesi	33.052	(13.990)	19.062	10.829
5	3 anni	44	(13)	31	221
5	3 anni e 5 mesi	1.717	(544)	1.173	-
5	3 anni e 7 mesi	2.557	(724)	1.833	-

5	3 anni e 9 mesi	1.694	(424)	<b>1.270</b>	139
5	3 anni e 10 mesi	147	(34)	<b>113</b>	32.806
5	3 anni e 11 mesi	17.024	(3.689)	<b>13.335</b>	25.598
5	4 anni	-	-	-	42
5	4 anni e 1 mese	121	(16)	<b>105</b>	-
5	4 anni e 2 mesi	1.122	(196)	<b>926</b>	-
5	4 anni e 3 mesi	260	(39)	<b>221</b>	-
5	4 anni e 5 mesi	-	-	-	1.517
5	4 anni e 7 mesi	-	-	-	2.344
5	4 anni e 9 mesi	-	-	-	1.613
5	4 anni e 10 mesi	-	-	-	143
5	4 anni e 11 mesi	70.451	(1.174)	<b>69.277</b>	16.740
8	7 anni e 10 mesi	12.557	(3.070)	<b>9.487</b>	-
10	7 anni e 11 mesi	880	(196)	<b>684</b>	-
10	8 anni e 10 mesi	-	-	-	10.673
10	8 anni e 11 mesi	5.988	(649)	<b>5.339</b>	770
10	9 anni e 11 mesi	21.976	(183)	<b>21.793</b>	5.940
11	7 anni e 11 mesi	19.021	(9.299)	<b>9.722</b>	-
11	8 anni	1	-	<b>1</b>	-
11	8 anni e 11 mesi	-	-	-	10.937
11	9 anni	-	-	-	1
<b>Totale</b>		<b>983.061</b>	<b>(755.177)</b>	<b>227.884</b>	<b>209.549</b>

**23. Attività per imposte differite – Euro 1.521.598 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 13.637 migliaia**

Separatamente, per il 2021 e il 2020, 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.

Per informazioni sulle stime utilizzate per il recupero delle imposte anticipate si rimanda alla nota 2.1 “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		Variazione per conferimento ramo d'azienda a Gridspertise	
	al 1 gennaio 2021								al 31 dicembre 2021	
<b>Attività per imposte sul reddito differite:</b>										
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	97.360	48.245	-	34	-	-	-	-	145.639	
perdite di valore a deducibilità differita	184.781	9.000	-	1	-	-	-	193.782		
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	353.546	25.927	-	4	-	-	(906)	378.570		
TFR e altri benefici ai dipendenti	46.904	(4.263)	(107)	17	(1)	(159)	-	42.391		
imposte e tasse deducibili per cassa	794	66	-	-	-	-	-	860		
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-	-	-	85		
altre partite a deducibilità differita	1.196	875	-	1	-	(1)	-	2.071		
strumenti finanziari derivati	38.897	-	(17.272)	-	-	-	-	21.625		
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	818.099	(81.807)	-	(85)	369	-	-	736.576		
<b>Totale attività per imposte sul reddito differite</b>	<b>1.541.662</b>	<b>(1.958)</b>	<b>(17.379)</b>	<b>(29)</b>	<b>368</b>	<b>(1.066)</b>	<b>-</b>	<b>1.521.598</b>		
<b>Passività per imposte sul reddito differite:</b>										
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.124	(2)	-	-	-	-	-	3.122		
plusvalenza a tassazione differita	-	-	-	-	-	-	-	-		
altre partite	11.040	(529)	-	4	-	-	-	10.515		
strumenti finanziari derivati	-	-	-	575	-	(575)	-	-		
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>Totale passività per imposte sul reddito differite</b>	<b>14.164</b>	<b>(531)</b>	<b>-</b>	<b>579</b>	<b>-</b>	<b>(575)</b>	<b>-</b>	<b>13.637</b>		

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
<b>Attività per imposte sul reddito differite:</b>						
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
<b>Totale attività per imposte sul reddito differite</b>	<b>1.577.345</b>	<b>(42.063)</b>	<b>6.021</b>	<b>(8)</b>	<b>367</b>	<b>1.541.662</b>
<b>Passività per imposte sul reddito differite:</b>						
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)	-	-	-
<b>Totale passività per imposte sul reddito differite</b>	<b>15.798</b>	<b>(584)</b>	<b>(1.054)</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>14.164</b>

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2021 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,81% 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 essenzialmente alla movimentazione dei risconti passivi sui contributi alla clientela stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15, dei Fondi rischi e oneri, dei Fondi del personale (principalmente Fondi incentivi all'esodo e MBO), del Fondo svalutazione crediti e alla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto si riferiscono principalmente 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).

Si precisa che le imposte anticipate rilevate al 31 dicembre 2021 non possono essere compensate con le imposte differite passive.

## 24. Partecipazioni – Euro - migliaia

Al 31 dicembre 2021 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.

Nel corso del 2021, in seguito al conferimento del ramo “Tecnologie di Rete Italia” alla società Gridsperitse S.r.l., e-distribuzione ha acquisito una partecipazione in tale società del valore euro 53.429 migliaia.

Con data efficacia 1° settembre 2021 l'intera quota della partecipazione in Gridsperitse è stata ceduta alla società Enel Global Infrastructure & Network S.r.l. ad un prezzo di cessione pari a euro 106.800 migliaia, rilevando una plusvalenza di euro 53.371 migliaia.

## 25. Derivati – euro 0 migliaia - euro 0 migliaia – euro 91.742 migliaia – euro 0 migliaia

Di seguito si riporta una tabella che riepiloga le attività e le passività per derivati, correnti e non correnti, in essere al 31 dicembre 2021, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Attività finanziarie-derivati	-	-	-	350
Passività finanziarie derivati	91.742	157.183	-	7.993
<b>Totale</b>	<b>91.742</b>	<b>157.183</b>	<b>-</b>	<b>8.343</b>

Al 31 dicembre 2021 sono presenti soltanto passività finanziarie non correnti riferite esclusivamente a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine.

La variazione in riduzione del fair value delle passività non correnti sui derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 65.441 migliaia, è imputabile alla variazione delle curve dei tassi di interesse nell'area euro.

La variazione in decremento del fair value delle passività correnti sui derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 7.993 migliaia, è riconducibile in parte alla naturale scadenza dei derivati su tasso di cambio a copertura dei contatori e concentratori digitali di ultima generazione e in parte all'operazione di conferimento di seguito illustrata.

Le coperture da rischio cambio connesse all'acquisto di contatori digitali e di concentratori per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD, in essere al 1° settembre 2021, sono state conferite al ramo “Tecnologie di Rete Italia” (nello specifico attività finanziarie correnti pari a euro 2.426 migliaia), essendo stati inclusi in tale ramo anche i sottostanti contratti di fornitura.

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note Esplicative n. 50 “Strumenti finanziari per categoria” e n. 52 “Derivati e hedge accounting”.



## 26. Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 165.388 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	50.1.1	-	55.954	(55.954)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	50.1.1	144.172	178.963	(34.791)
Prestiti ai dipendenti	50.1.1	21.368	21.907	(539)
Crediti rimborso oneri colonne montanti vetuste	50.1.1	17	-	17
Titoli	50.1.1	-	-	-
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	50.1.1	(169)	(429)	260
<b>Totale</b>		<b>165.388</b>	<b>256.395</b>	<b>(91.007)</b>

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 91.007 migliaia rispetto al 31 dicembre 2020, 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 55.954 migliaia);
- dalla riclassifica nei "Crediti finanziari e titoli a breve termine" 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 34.791 migliaia);
- dalla diminuzione dei prestiti ai dipendenti (pari a complessivi euro 539 migliaia, di cui euro 112 migliaia per effetto del conferimento al ramo "Tecnologie di Rete Italia" della quota parte di prestiti riferita al personale rientrante nel ramo).

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'iscrizione di crediti per rimborso ai condomini degli oneri per il rifacimento delle colonne montanti vetuste (per euro 17 migliaia) e dalla riduzione del Fondo perdite attese sui crediti finanziari a m/l termine, pari a euro 260 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2021 a euro 169 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. 50 “Strumenti finanziari per categoria”.

I crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

## 27. Altre attività non correnti – Euro 65.776 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Crediti verso la CSEA	5.224	3.483	1.741
Crediti verso CSEA > 12 – impairment	(6)	(6)	-
<b>Altri crediti a lungo termine:</b>	<b>60.558</b>	<b>67.726</b>	<b>(7.168)</b>
Depositi cauzionali presso terzi	2.805	2.697	108
Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica	1.259	1.072	187
Altri crediti diversi	56.513	63.985	(7.472)
Fondo perdite attese - Altri crediti	(19)	(28)	9
<b>Totale</b>	<b>65.776</b>	<b>71.203</b>	<b>(5.427)</b>

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 2023, 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 56.513 migliaia (euro 63.985 migliaia al 31 dicembre 2020) accolgono essenzialmente:

- per euro 45.851 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 41.111 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 2020, presenta un incremento di euro 697 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2021;
- per euro 1.662 migliaia, l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 947 migliaia verso la Capogruppo Enel S.p.A. per il periodo 2004/2007 in cui la società ha aderito al consolidato fiscale e euro 715 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 2020, presenta un incremento di euro 13 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2021.

Al 31 dicembre 2021 la voce accoglieva, per euro 12.625 migliaia, 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). Tale credito, al 31 dicembre 2021, è stato interamente riclassificato tra le Attività correnti, in quanto esigibile entro i successivi dodici mesi.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2021 a euro 19 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. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

## Attività correnti

### 28. Rimanenze – Euro 551.081 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
<b>Materie prime, sussidiarie e di consumo:</b>			
Materiali, apparecchi e altre giacenze	553.432	467.465	85.967
Fondo obsolescenza magazzino	(2.351)	(8.670)	6.319
<b>Totale</b>	<b>551.081</b>	<b>458.795</b>	<b>92.286</b>
Acconti	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>551.081</b>	<b>458.795</b>	<b>92.286</b>

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 85.967 migliaia, è riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2021, di maggiori stock di materiali di bassa e media tensione da destinare agli investimenti previsti per l'anno 2021 e all'incremento dei prezzi in seguito al rincaro delle quotazioni delle materie prime (complessivamente pari a circa euro 112.587 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dalle minori giacenze di contatori e concentratori di seconda generazione per effetto dei minori volumi consegnati dagli assemblatori a causa della scarsità di componentistica elettronica (pari a circa euro 26.620 migliaia).

Il Fondo obsolescenza magazzino, pari a euro 2.351 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.

## 29. Crediti commerciali – Euro 2.488.947 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 1.167.116 migliaia.

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
<b>Crediti commerciali verso Terzi</b>	<b>2.951.704</b>	<b>3.035.929</b>	<b>(84.225)</b>
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.935.599	2.099.053	(163.454)
- Altri crediti commerciali	1.016.105	936.876	79.229
<b>Crediti commerciali verso società capogruppo</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Crediti commerciali verso società controllante</b>	<b>579</b>	<b>578</b>	<b>1</b>
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	529	528	1
- Altri crediti commerciali	50	50	-
<b>Crediti commerciali verso altre società del gruppo</b>	<b>703.780</b>	<b>1.358.366</b>	<b>(654.586)</b>
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	692.490	1.346.328	(653.838)
- Altri crediti commerciali	11.290	12.038	(748)
<b>Svalutazione Crediti:</b>	<b>(1.167.116)</b>	<b>(1.043.150)</b>	<b>(123.966)</b>
- Svalutazione crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(1.133.725)	(1.007.479)	(126.246)
- Svalutazione crediti per interessi di mora	(20.824)	(21.475)	651
- Svalutazione altri crediti commerciali	(8.899)	(14.196)	5.297
- Svalutazione crediti gruppo	(3.668)	-	(3.668)
<b>Totale</b>	<b>2.488.947</b>	<b>3.351.723</b>	<b>(862.776)</b>

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 862.776 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- alla diminuzione dei volumi di fatturato, per effetto delle agevolazioni previste dalle deliberazioni ARERA n. 124/2021, 279/2021 e 396/2021, già menzionate nella sezione Ricavi;
- alle maggiori svalutazioni operate sui crediti commerciali, rispetto al 31 dicembre 2020, pari a euro 123.966 migliaia.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati dal minor volume, rispetto al 31 dicembre 2020, delle operazioni di cessione dei crediti commerciali, pari a euro 268.223 migliaia.

Inoltre, per euro 7.122 migliaia, la riduzione dei crediti commerciali è riferita ai crediti afferenti al ramo "Tecnologie di Rete Italia" che, con data efficacia 1° settembre 2021, sono stati conferiti a Gridspertise.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

	Svalutazione crediti commerciali	Svalutazione per interessi di mora	Totale
<b>Totale al 01.01.2020</b>	<b>674.319</b>	<b>21.761</b>	<b>696.080</b>
Accantonamenti	352.004	-	352.004
Utilizzi	(38)	-	(38)
Ammontare inutilizzato riversato	(4.610)	(286)	(4.896)
Altre variazioni	-	-	-
<b>Totale al 31.12.2020</b>	<b>1.021.675</b>	<b>21.475</b>	<b>1.043.150</b>
Accantonamenti	145.136	-	145.136
Utilizzi	-	-	-
Ammontare inutilizzato riversato	(20.519)	(651)	(21.170)
Altre variazioni	-	-	-
<b>Totale al 31.12.2021</b>	<b>1.146.292</b>	<b>20.824</b>	<b>1.167.116</b>

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla nota di commento n. 50 relativa agli "Strumenti finanziari per categoria".

I crediti commerciali per area geografica sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Italia	2.474.903	3.323.096	(848.193)
Spagna	319	7.453	(7.134)
Romania	10.622	16.559	(5.937)
Svizzera	388	440	(52)
Gran Bretagna	2.343	3.761	(1.418)
Slovacchia	153	-	153
Germania	94	-	94
USA	80	-	80
Altri	45	414	(369)
<b>Totale</b>	<b>2.488.947</b>	<b>3.351.723</b>	<b>(861.316)</b>

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	2.488.947	2.056.538	432.409	-

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

I crediti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
<b>Crediti verso capogruppo</b>	-	-	-
<b>Crediti verso società controllante</b>	<b>579</b>	<b>578</b>	<b>1</b>
<b>Crediti verso altre società del gruppo</b>	<b>703.780</b>	<b>1.358.366</b>	<b>(654.586)</b>
Servizio Elettrico Nazionale Spa	215.098	553.270	(338.172)
Enel Energia Spa	449.479	731.128	(281.649)
Gridspertise Srl	16.299	-	16.299
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	3.042	12.042	(9.000)
Enel Produzione Spa	1.582	1.552	30
Edistribucion Redes Digitales SL (già Endesa Distribuzione Electrica SL)	63	7.196	(7.133)
Open Fiber SpA	-	33.432	(33.432)
E-Distributie Muntenia SA	5.552	6.096	(544)
E-Distributie Dobrogea SA	1.483	1.766	(283)
Enel Servicii Comune SA	3.424	4.140	(716)
Enel Romania SA	1.634	2.466	(832)
Enel Sole Srl	2.908	2.094	814
E-Distributie Banat SA	1.866	1.760	106
Altre società del gruppo	1.350	1.424	(74)
<b>Totale</b>	<b>704.359</b>	<b>1.358.944</b>	<b>(654.585)</b>

I crediti verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. e verso Enel Energia S.p.A. si riferiscono rispettivamente al credito relativo al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela e al servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero.

I crediti verso Enel Global Infrastructure & Networks S.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. 54 relativa alle "Operazioni con le parti correlate".

### 30. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 345.717 migliaia

Il dettaglio dei crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Perequazioni	44.092	145.337	(101.245)
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	56.796	52.786	4.010
Titoli efficienza energetica	25.646	58.117	(32.471)
Premi resilienza	3.000	13.100	(10.100)
Reintegro OdS versati e non riscossi	83.700	71.959	11.741
Reintegro OdR non riscossi	30.800	72.950	(42.150)
Altri crediti verso CSEA	102.097	48.806	53.291
Impariment crediti verso CSEA	(414)	(846)	432
<b>Totale</b>	<b>345.717</b>	<b>462.209</b>	<b>(116.492)</b>

La riduzione dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2021, pari a euro 101.245 migliaia, deriva:

- o dalla definizione dei saldi a credito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione in essere al 31 dicembre 2020, che ha comportato incassi complessivi pari a euro 148.884 migliaia e la registrazione di un impatto complessivo positivo a Conto Economico pari a euro 3.541 migliaia;
- o dall'iscrizione del credito, relativo all'esercizio 2021, per i meccanismi di perequazione relativi al reintegro ricavi utenze bassa tensione altri usi, per effetto delle agevolazioni previste dalla deliberazione n. 124/2021 ARERA (pari a euro 312.551 migliaia), agli usi propri di distribuzione (pari a euro 42.780 migliaia), alla remunerazione sugli investimenti incentivati (euro 5.671 migliaia) e alla perequazione riferita al sisma centro Italia (euro 1.312 migliaia), parzialmente rettificati dall'incasso di euro 312.551 migliaia delle agevolazioni previste dalla deliberazione di cui sopra avvenuto nel mese di ottobre 2020 nonché dall'incasso di euro 5.671 milioni riferito alla remunerazione sugli investimenti incentivati, così come previsto dalla delibera n. 558/2021 ARERA.

Il credito relativo ai premi e alle altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQE), pari a euro 56.796 migliaia, si riferisce, per euro 44.100 migliaia, all'iscrizione della stima del premio per l'anno 2021 ai sensi del titolo IV della deliberazione n. 566/2019/R/EEL ARERA (euro 37.800 migliaia al 31 dicembre 2020) e per euro 39 migliaia alla rilevazione del premio funzionalità innovative (REGV-1) riconosciuto dalla deliberazione n. 535/2021/R/EEL ARERA.

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 12.657 migliaia (euro 14.986 migliaia al 31 dicembre 2020).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 25.646 migliaia (euro 58.117 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo, pari a euro 70.646 migliaia, parzialmente compensato dall'effetto delle cessioni pro-soluto, in essere a dicembre 2021, pari a euro 45.000 migliaia.

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 3.000 migliaia, si riferiscono alla stima della quota di premi relativa all'esercizio 2021, 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.

Il credito per reintegro Oneri di Sistema (OdS) versati e non riscossi, pari a complessivi euro 83.700 migliaia, presenta un incremento di euro 11.741 migliaia, in seguito all'iscrizione dei proventi per reintegro oneri di sistema, ai sensi della deliberazione n. 50/2018/R/EEL ARERA, relativi a crediti verso traders cessati da almeno 6 mesi e per fatture scadute da almeno 12 mesi al 31 dicembre 2021 (pari a euro 83.700 migliaia). Tale effetto è stato compensato dall'incasso dei proventi rilevati al 31 dicembre 2020 a valle della presentazione dell'istanza che ha comportato, nel mese di settembre, l'incasso di euro 66.890 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza passiva di euro 5.069 migliaia.

Il credito per reintegro Oneri di Rete (OdR) non riscossi, pari ad euro 30.800 migliaia, rispetto all'esercizio precedente presenta una riduzione pari a euro 42.150 migliaia, in seguito alla definizione da parte di CSEA dei risultati dell'istanza di partecipazione al meccanismo di reintegro previsto dalla delibera n. 461/2020, presentata dalla Società nel mese di giugno, che ha comportato l'incasso di euro 78.691 migliaia e la rilevazione di una sopravvenienza attiva di euro 5.741 migliaia. Tale impatto è stato parzialmente mitigato dall'iscrizione, al 31 dicembre 2021, dei proventi reintegrabili ai sensi della delibera n.461/2020 ARERA, pari a euro 30.800 migliaia.

L'incremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a complessivi euro 53.291 migliaia, è essenzialmente riconducibile all'iscrizione, al 31 dicembre 2021, di un credito per il reintegro dell'agevolazione bonus sociale pari a euro 61.366 migliaia, parzialmente compensato dall'incasso, pari a euro 7.755 migliaia, del credito per il riconoscimento dei costi di debranding, sostenuti nel corso del 2016 da e-distribuzione, in ottemperanza alla delibera n. 296/2015 ARERA.

L'aumento di euro 61.366 migliaia del credito per bonus sociale (che reintegra i minori crediti commerciali fatturati ai clienti per effetto dell'agevolazione in essere) può essere ricondotto ai seguenti principali fenomeni:

- come da delibera n. 63/2021 ARERA e s.m.i., dal 1° gennaio 2021 i bonus sociali per disagio economico sono riconosciuti automaticamente ai cittadini/nuclei familiari che ne hanno diritto, senza che questi debbano presentare domanda: tale disposizione ha pertanto ampliato il perimetro dei clienti ai quali viene erogata tale agevolazione;
- con delibera n. 396/2021 ARERA, l'autorità ha introdotto, per il IV trimestre 2021, anche una quota integrativa del bonus economico e fisico che va a sommarsi alla quota base già riconosciuta nei mesi precedenti.



### 31. Crediti per imposte sul reddito – Euro 12.505 migliaia

I crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Crediti IRAP	9.065	10.738	(1.673)
Crediti IRES	3.248	61.547	(58.299)
Crediti addizionale IRES	94	94	-
Altri crediti tributari	98	57	41
<b>Totale</b>	<b>12.505</b>	<b>72.436</b>	<b>(59.931)</b>

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.

La riduzione dei Crediti per imposte sul reddito, pari a euro 59.931 migliaia, è riconducibile al recupero, nell'esercizio 2021, del credito per l'effetto positivo connesso all'applicazione della normativa fiscale Patent Box per il periodo 2015–2019 (pari a euro 62.204 migliaia, di cui euro 52.133 migliaia IRES ed euro 10.071 migliaia IRAP) e del credito IRES rilevato al 31 dicembre 2020 in fase di stima delle imposte (pari a euro 6.165 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'iscrizione, al 31 dicembre 2021, di un credito IRAP, pari ad euro 8.397 migliaia, risultante come saldo netto tra la stima delle imposte IRAP dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno oltre che dall'aumento di euro 41 migliaia degli altri crediti tributari.

### 32. Altri crediti tributari – Euro 25.510 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 25.510 migliaia, si riferiscono ad imposte e tasse da recuperare dall'Amministrazione Finanziaria.

Di seguito si riporta il relativo dettaglio con i saldi al 31 dicembre 2021 e 2020:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Crediti verso l'Erario per Iva	55	64	(9)
Crediti verso Capogruppo per IVA	23.887	-	23.887
Crediti tributari diversi	1.568	1.681	(113)
<b>Totale</b>	<b>25.510</b>	<b>1.745</b>	<b>23.765</b>

La voce presenta un incremento complessivo di euro 23.765 migliaia quasi del tutto riconducibile al fatto che al 31 dicembre 2021 la Società risulta a credito per IVA di gruppo (per euro 23.887 migliaia) mentre nello stesso periodo dell'anno precedente presentava invece un debito per IVA di gruppo rilevato nella voce "Altri debiti tributari".

### 33. Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 112.566 migliaia

Il dettaglio dei crediti finanziari e titoli a breve termine è di seguito esposto:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Depositi liquidità non disponibili - Gruppo	50.1.1	-	6.020	(6.020)
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	50.1.1	9.774	7.409	2.365
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera AEEGSI 157/2012)	50.1.1	55.954	55.951	3
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	50.1.1	11.665	12.396	(731)
Prestiti ai dipendenti	50.1.1	2.056	2.082	(26)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	50.1.1	34.791	36.977	(2.186)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	50.1.1	(1.674)	(957)	(717)
<b>Totale</b>		<b>112.566</b>	<b>119.878</b>	<b>(7.312)</b>

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 55.954 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 34.791 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.

Al 31 dicembre 2021 i depositi non disponibili Gruppo risultano azzerati in seguito completamento 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.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2021 a euro 1.674 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. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

### 34. Altre attività finanziarie correnti – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2021 non si rilevano altre attività finanziarie correnti.

### 35. Altre attività correnti - Euro 137.020 migliaia

Il dettaglio delle altre attività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
<b>Crediti verso il personale</b>	<b>1.435</b>	<b>1.620</b>	<b>(185)</b>
<b>Depositi cauzionali presso terzi &lt; 12</b>	<b>459</b>	<b>394</b>	<b>65</b>
<b>Anticipi a fornitori e a terzi</b>	<b>9.921</b>	<b>11.539</b>	<b>(1.618)</b>
<b>Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi</b>	<b>948</b>	<b>1.729</b>	<b>(781)</b>
<b>Note credito da ricevere:</b>	<b>8.129</b>	<b>9.150</b>	<b>(1.021)</b>
Note credito da ricevere (terzi)	7.952	8.973	(1.021)
Note credito da ricevere (Controllante)	177	177	-
<b>Crediti diversi:</b>	<b>112.186</b>	<b>140.210</b>	<b>(28.024)</b>
Crediti diversi (terzi)	110.546	140.202	(29.656)
Crediti diversi (gruppo)	1.626	-	1.626
Crediti diversi (Capogruppo)	14	8	6
<b>Risconti attivi:</b>	<b>3.942</b>	<b>4.114</b>	<b>(172)</b>
Risconti attivi (gruppo)	-	46	(46)
Risconti attivi (terzi)	3.942	4.068	(126)
<b>Totale</b>	<b>137.020</b>	<b>168.756</b>	<b>(31.736)</b>

Il decremento degli anticipi a fornitori e a terzi, pari complessivamente ad euro 1.618 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 9.187 migliaia), in parte mitigata dall'incremento degli anticipi a fornitori (pari a euro 7.634 migliaia).

La riduzione dei crediti diversi, pari complessivamente ad euro 28.024 migliaia, è la conseguenza della diminuzione dei crediti diversi verso terzi, pari ad euro 29.656 migliaia, quasi del tutto riconducibile all'incasso nel 2021 dei crediti verso imprese assicuratrici rilevati al 31 dicembre 2020 (pari a euro 26.400 migliaia).

I crediti diversi verso terzi accolgono, inoltre, il credito verso la società Cattolica di Assicurazione per le spese sostenute a fronte del Blackout 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 172 migliaia, si riferisce essenzialmente alla riduzione della quota corrente dei risconti attivi per progetti di efficienza energetica acquistati (pari a euro 1.815 migliaia), in parte compensata dall'aumento dei risconti attivi per premi di assicurazione (pari a euro 1.683 migliaia).

Si evidenzia che le altre attività correnti sono esposte al netto delle svalutazioni operate sia ai fini IFRS9 che non, pari a complessivi euro 35.123 migliaia.

### 36. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 59.729 migliaia

Il dettaglio della voce è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Depositi bancari	58.452	47.862	10.590
Depositi postali	1.096	994	102
Cassa	261	222	39
Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi	(80)	(93)	13
<b>Totale</b>	<b>59.729</b>	<b>48.985</b>	<b>10.744</b>

I depositi bancari si riferiscono per euro 57.820 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti di investimento (euro 47.556 migliaia al 31 dicembre 2020) e per euro 632 migliaia alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2021, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 306 migliaia al 31 dicembre 2020).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2021 a euro 80 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

#### 37. Patrimonio netto – Euro 4.651.759 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.

##### Altre riserve – Euro 994.918 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.

Al 31 dicembre 2021 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.

##### 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 468 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 468 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 (68.480) migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge, pari a euro (68.480) migliaia (euro (123.174) migliaia al 31 dicembre 2020) 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 (206.550) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (206.550) migliaia (euro (196.824) migliaia al 31 dicembre 2020) 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 31.12.2020					al 31.12.2021
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(123.174)	47.100	(11.304)	24.866	(5.968)	(68.480)
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(196.824)	(9.617)	(109)	-	-	(206.550)
<b>Totale</b>	<b>(319.998)</b>	<b>37.483</b>	<b>(11.413)</b>	<b>24.866</b>	<b>(5.968)</b>	<b>(275.030)</b>

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)
<b>Totale</b>	<b>(300.016)</b>	<b>(57.768)</b>	<b>14.444</b>	<b>30.713</b>	<b>(7.371)</b>	<b>(319.998)</b>

### Utili/(perdite) accumulate – Euro (231.112) migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (449.428) migliaia al 31 dicembre 2020) 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 695.074 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2020 ed esercizi precedenti;
- per euro 669 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).

Nel corso dell'esercizio 2021 esse sono state movimentate dalla destinazione degli utili a nuovo dell'anno 2020 (pari a euro 217.946 migliaia) e dall'incremento degli utili accumulati riferiti ad altre riserve (pari a euro 370 migliaia).

### Utile/(perdita) dell'esercizio – Euro 1.287.953 migliaia

La Società al 31 dicembre 2021 presenta un utile dell'esercizio pari a euro 1.287.953 migliaia (euro 1.452.686 migliaia nell'esercizio 2020).

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
<b>Riserve di capitale</b>	<b>749.480</b>		<b>749.480</b>	-
Riserva disponibile	150.383	B	150.383	-
Riserve di capitale	599.097	A,B,C	599.097	-
<b>Riserve di utili</b>	<b>245.438</b>		<b>520.468</b>	<b>(275.030)</b>
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	520.000	-
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	(68.480)		-	(68.480)
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(206.550)		-	(206.550)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	468	A,B,C	468	-
				-
<b>Utili/perdite) accumulate</b>	<b>(231.112)</b>		-	<b>(231.112)</b>
<b>Totale</b>	<b>763.806</b>		<b>1.269.948</b>	<b>(506.142)</b>

A: aumenti di capitale

B: per copertura di perdite

C: per distribuzione ai soci

### 37.1 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 2021.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2021 e 2020 è sintetizzata nella seguente tabella.



Milioni di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Posizione finanziaria non corrente	3.745.122	8.181.464	(4.436.342)
Posizione finanziaria corrente netta	7.102.587	1.048.957	6.053.630
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(165.388)	(256.395)	91.007
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>10.682.321</b>	<b>8.974.026</b>	<b>1.708.295</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>4.651.759</b>	<b>4.553.201</b>	<b>98.558</b>
<b>Indice debt/equity</b>	<b>2,30</b>	<b>1,97</b>	<b>(0,33)</b>

### 38. Finanziamenti – Euro 3.745.121 migliaia - euro 5.755.366 migliaia – euro 1.519.516 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti distinto tra la quota corrente e non:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Finanziamenti a lungo termine	3.745.121	8.181.464	5.755.366	235.791
Finanziamenti a breve termine			1.519.516	963.521

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla nota di commento n. 50 “Strumenti finanziari per categoria”.

### 39. Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine

La tabella seguente mostra l'indebitamento finanziario netto e i crediti finanziari e titoli a breve e a lungo termine sulla base delle voci dello stato patrimoniale:

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2021	al 31.12.2020	Variazione
Finanziamenti a medio/lungo termine	50	(3.745.121)	(8.181.463)	4.436.342
Finanziamenti a breve termine	50	(1.519.516)	(963.521)	(555.995)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	50	(5.755.366)	(235.791)	(5.519.575)
Rateo interessi c/c intersocietario e crediti di firma	48	-	(18.509)	18.509
Attività finanziarie nette non correnti	26	165.388	256.395	(91.007)
Attività finanziarie nette correnti	33	112.566	119.878	(7.312)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	36	59.729	48.985	10.744
<b>Indebitamento finanziario netto</b>		<b>(10.682.320)</b>	<b>(8.974.026)</b>	<b>(1.708.294)</b>

#### **40. Benefici ai dipendenti – Euro 289.938 migliaia**

La Società riconosce ai dipendenti (inclusi i pensionati) sia benefici dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro che altri benefici.

Questi benefici includono le prestazioni connesse a “trattamento di fine rapporto”, mensilità aggiuntive per raggiunti limiti di età o per maturazione del diritto alla pensione di anzianità, premi di fedeltà per il raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda, previdenza e assistenza sanitaria integrativa e altre prestazioni simili.

In maggior dettaglio, i principali piani a benefici definiti dovuti dopo la cessazione del rapporto di lavoro sono:

- il TFR: a seguito dell'approvazione della legge 27 dicembre 2006 n.296 (legge finanziaria 2007) e dei successivi decreti e regolamenti attuativi, solo le quote di TFR che rimangono nella disponibilità dell'azienda si configurano come un piano a benefici definiti, mentre le quote maturate destinate alla previdenza complementare e al Fondo di Tesoreria presso l'INPS si configurano come un piano a contribuzione definita;
- le Indennità per mensilità aggiuntive e altre simili: in base al CCNL elettrici, i dipendenti assunti fino a luglio 2001 e i dirigenti assunti o nominati fino al 1999, in caso di cessazione del rapporto di lavoro per aver raggiunto i limiti di età o per aver maturato il diritto alla pensione di anzianità, hanno diritto a ricevere alcune mensilità aggiuntive da erogare cumulativamente al trattamento di fine rapporto. Tale beneficio è determinato in misura fissa e non rivalutabile;
- l'“Assistenza sanitaria ASEM”, che accoglie le prestazioni garantite ai dirigenti, in base al CCNL dei dirigenti industriali, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti del Gruppo Enel, è erogato dall'ASEM, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia;
- la “Previdenza Integrativa Aziendale” (PIA), che accoglie un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimenta esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento. Tale voce rappresenta un debito verso la società controllante.

I principali altri benefici a lungo termine sono:

- il “Premio di fedeltà”: è un beneficio che spetta ai dipendenti, cui viene applicato il CCNL elettrici, al raggiungimento di determinati requisiti di anzianità in azienda (25° e 35° anno di servizio). L'ammontare del premio è commisurato alla retribuzione lorda mensile percepita al momento della maturazione ed è pari a 1/3 della mensilità al raggiungimento del 25° anno e ad una mensilità intera al raggiungimento del 35° anno;
- i “Piani di incentivazione al personale”, che prevedono l'assegnazione, in favore di alcuni dirigenti della società, del diritto ad un controvalore monetario a titolo di premio, previa verifica di determinate condizioni.

Il saldo dei benefici in esame al 31 dicembre 2021 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Trattamento di fine rapporto	148.390	152.133	(3.743)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	24.428	36.140	(11.712)
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	752	912	(160)
Premio fedeltà	24.076	24.187	(111)
Assistenza sanitaria ASEM	35.486	34.257	1.229
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	54.716	67.144	(12.428)
Accordo sconto attivi	385	584	(199)
Piani di incentivazione al personale	1.705	1.354	351
<b>Totale</b>	<b>289.938</b>	<b>316.711</b>	<b>(26.773)</b>

La tabella di seguito riportata evidenzia la variazione delle passività per benefici definiti dopo la cessazione del rapporto di lavoro e per altri benefici a lungo termine nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura:

Migliaia di euro

2021

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
<b>Passività attuariale al 1 gennaio</b>	<b>152.133</b>	<b>36.140</b>	<b>912</b>	<b>24.187</b>	<b>34.257</b>	<b>67.144</b>	<b>584</b>	-	<b>1.354</b>	<b>316.711</b>
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	1.100	36	1.140	527	-	18	-	1.113	3.934
Interessi passivi	733	176	4	115	165	314	3	-	-	1.510
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(28)	23	39	(34)	(1.820)	(4.523)	(1)	-	-	(6.344)
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	5.176	(692)	52	1.688	2.827	(207)	(8)	-	-	8.836
Rettifiche basate sull'esperienza passata	4.841	(2.215)	(13)	789	1.486	553	(49)	-	-	5.392
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	(9.597)	(229)	(1.857)	-	-	(160)	-	-	(11.843)
Pagamenti per estinzioni	(13.904)	(362)	-	(1.794)	(1.684)	(8.565)	-	-	(609)	(26.918)
Altre Variazioni	(561)	(145)	(49)	(158)	(272)	-	(2)	-	(153)	(1.340)
<b>Passività attuariale al 31 dicembre</b>	<b>148.390</b>	<b>24.428</b>	<b>752</b>	<b>24.076</b>	<b>35.486</b>	<b>54.716</b>	<b>385</b>	-	<b>1.705</b>	<b>289.938</b>

Migliaia di euro

2020

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
<b>Passività attuariale al 1° gennaio</b>	<b>165.070</b>	<b>32.209</b>	<b>805</b>	<b>24.554</b>	<b>38.830</b>	<b>74.826</b>	<b>581</b>	<b>1</b>	<b>924</b>	<b>337.800</b>
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	1.041	35	1.175	586	-	19	-	1.093	<b>3.949</b>
Interessi passivi	1.124	223	6	165	260	490	4	-	-	<b>2.272</b>
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	23	(3)	(7)	5	133	410	-	-	-	<b>561</b>
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	673	603	(2)	(45)	(61)	569	7	-	-	<b>1.744</b>
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(2.954)	3.308	28	(9)	(3.157)	237	(28)	-	-	<b>(2.575)</b>
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	(966)	-	(73)	-	-	-	-	(210)	<b>(1.249)</b>
Pagamenti per estinzioni	(11.902)	(298)	-	(1.572)	(1.857)	(9.388)	-	(1)	(554)	<b>(25.572)</b>
Altre Variazioni	99	23	47	(13)	(477)	-	1	-	100	<b>(220)</b>
Arrotondamenti	-	-	-	-	-	-	-	-	1	<b>1</b>
<b>Passività attuariale al 31 dicembre</b>	<b>152.133</b>	<b>36.140</b>	<b>912</b>	<b>24.187</b>	<b>34.257</b>	<b>67.144</b>	<b>584</b>	<b>0</b>	<b>1.354</b>	<b>316.711</b>

Migliaia di euro	2021	2020
<b>Perdite (utili) rilevate a Conto Economico</b>		
Costo previdenziale	3.934	3.949
Interessi passivi netti	1.510	2.272
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	(1.734)	1.167
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	(11.843)	(1.249)
<b>Totale</b>	<b>(8.133)</b>	<b>6.139</b>

Migliaia di euro	2021	2020
<b>Perdite (utili) rilevate nelle OCI</b>		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	9.617	(1.437)
<b>Totale</b>	<b>9.617</b>	<b>(1.437)</b>

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2021 è pari a euro 3.934 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 3.949 migliaia al 31 dicembre 2020), mentre i costi per oneri di attualizzazione rilevati tra gli oneri finanziari sono pari a euro 1.510 migliaia (euro migliaia 2.272 al 31 dicembre 2020).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti sono diminuite rispetto al 2020:

	2021	2020
Tasso di attualizzazione	0,80%	0,70%
Tasso di inflazione	1,50%	0,70%
Tasso di incremento delle retribuzioni	2,50%	1,70%

Per ulteriori dettagli sulle principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, si veda la nota n. 2.1 "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 2021				al 31 dicembre 2020			
	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	(7.489)	(2.094)	(1.176)	(1.403)	(8.224)	(1.992)	(1.022)	1.764
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	7.033	1.897	1.078	1.337	7.715	1.808	945	(1.860)
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	(4.569)	(2.178)	(1.274)	-	(4.831)	(2.143)	(1.132)	-
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(38)	-	(1.274)	-	(41)	-	-	-
Un incremento del 0,5% delle pensioni	-	-	-	(1.254)	-	-	-	(1.730)
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	-	(4.556)	-	-	-	(4.479)	-	-
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	(1.877)	-	(4.030)	-	(1.736)	-	(4.729)

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.

#### 41. Fondi rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 505.397 migliaia

Il dettaglio dei Fondi rischi ed oneri non correnti e correnti iscritti nel bilancio della Società al 31 dicembre 2021 e 2020 è il seguente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2021		al 31 dicembre 2020	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
<b>Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:</b>				
- Vertenze e contenzioso	43.243	4.899	30.825	6.126
- Altri	32.667	41.791	39.143	55.632
<b>Totale</b>	<b>75.910</b>	<b>46.690</b>	<b>69.968</b>	<b>61.758</b>
Fondo oneri per incentivi all'esodo	40.433	64.512	104.333	102.052
Fondo per programmi di ristrutturazione	250.559	27.293	-	-
<b>Totale</b>	<b>366.902</b>	<b>138.495</b>	<b>174.301</b>	<b>163.810</b>

Di seguito si riporta anche la movimentazione complessiva dei fondi rischi e oneri intervenuta nell'esercizio 2021:

Migliaia di euro	Accantonamenti Utilizzi e altri movimenti Rilasci a Conto economico				
	al 31.12.2020			al 31.12.2021	
<b>Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:</b>					
- Vertenze e contenzioso	36.951	16.357	(3.515)	(1.651)	48.142
- Altri	94.775	39.124	(34.955)	(24.486)	74.458
<b>Totale</b>	<b>131.726</b>	<b>55.481</b>	<b>(38.470)</b>	<b>(26.137)</b>	<b>122.600</b>
Fondo oneri per incentivi all'esodo	206.385	4.221	(105.661)	-	104.945
Fondo per programmi di ristrutturazione	-	295.249	(12.508)	(4.889)	277.852
<b>Totale fondi rischi e oneri</b>	<b>338.111</b>	<b>354.951</b>	<b>(156.639)</b>	<b>(31.026)</b>	<b>505.397</b>

Per ulteriori dettagli sulle stime utilizzate per le ipotesi sottostanti, si veda la nota n. 2.1 "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 122.600 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 48.142 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 74.458 migliaia).

#### Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento (euro 16.357 migliaia) e del rilascio (euro -1.651 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 11.937 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro -250 migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 2.858 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 161 migliaia nella voce "Altri oneri finanziari".

Gli utilizzi dell'esercizio, pari a euro 3.515 migliaia si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2021, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali.

### **Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi**

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2021 (euro 74.458 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 39.124 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";
- la stima degli oneri correlati ai guasti agli impianti, presente nella voce di Conto economico Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri";

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 34.955 migliaia) si riferiscono essenzialmente al Fondo franchigie assicurative (euro 21.656 migliaia), al Fondo Guasti (euro 7.931 migliaia) e al Fondo Eventi Eccezionali (euro 4.983 migliaia).

I rilasci (euro 24.486 migliaia) sono in linea di massima riconducibili al rilascio (pari a euro 14.119 migliaia), del residuo della stima degli oneri connessi a guasti ad impianti di anni precedenti e del residuo della stima degli oneri connessi ad eventi straordinari di anni precedenti (euro 5.767 migliaia).

### **Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 104.945 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 2021 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 4.221 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 105.661 migliaia.

Si evidenzia che gli accantonamenti al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico "Costo del personale - Altri costi".

#### **Fondo oneri per programmi di ristrutturazione – Euro 277.852 migliaia**

Nell'ambito del più ampio piano di ristrutturazione che il Gruppo Enel sta attuando per confermare il suo ruolo di leader nella transizione ecologica, perseguendo una profonda trasformazione incentrata sulle politiche di decarbonizzazione e relativa transizione ecologica, l'evoluzione digitale, la generazione distribuita e la partecipazione attiva del consumatore utente sono state messe a disposizione delle Aziende del Gruppo alcune iniziative per consentire di realizzare un turnover per i lavoratori più vicini alla pensione ed effettuare un ricambio generazionale con l'inserimento di nuove professionalità nonché curare il rafforzamento delle competenze dei lavoratori in servizio, sui quali è stato anche definito un rilevante piano formativo.

A tal proposito, nel corso del 2021 la Società, insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, ha siglato con le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali i seguenti accordi:

- accordo di ristrutturazione (cd. Piano per la Digitalizzazione) per accompagnare alla pensione, nel periodo 2021-2024, i potenziali dipendenti che matureranno i requisiti pensionistici nei quattro anni successivi alla cessazione del rapporto (per euro 256.175 migliaia);
- accordo per accompagnare alla pensione (cd. Piano per la Digitalizzazione Dirigenti), nel periodo 2021-2023, i potenziali dirigenti beneficiari che matureranno i requisiti pensionistici entro i sette anni successivi alla cessazione del rapporto (per euro 24.607 migliaia);
- piano di incentivi all'esodo per coloro che maturano i requisiti pensionistici per "Quota 100" entro il 31 dicembre 2021 (pari a euro 14.467 migliaia).

Nel corso del 2021 i piani di ristrutturazioni sono stati interessati da utilizzi ed altri movimenti per euro 12.508 migliaia e rilasci per euro 4.889 migliaia.

Si evidenzia che gli accantonamenti al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico "Costo del personale - Altri costi".

#### 42. Altre passività non correnti – Euro 266.884 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Risconti passivi su contributi (gruppo)	195	211	(16)
Risconti passivi su contributi (terzi)	230.472	242.858	(12.386)
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	4.280	3.483	797
Altre passività non correnti	31.937	11.110	20.827
<b>Totale</b>	<b>266.884</b>	<b>257.662</b>	<b>9.222</b>

I risconti passivi per contributi ricevuti da terzi, al 31 dicembre 2021 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 oltre i successivi 12 mesi, a titolo di incentivo all'esodo, ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012 e dei piani di ristrutturazione (cd. Digitalizzazione) in essere al 31 dicembre 2021.

L'incremento di euro 20.827 migliaia è essenzialmente riconducibile alla sottoscrizione dei nuovi accordi per piani di ristrutturazione avvenuta nel 2021. Per maggiori dettagli si rimanda alla nota n. 41 "Fondi rischi ed oneri".

#### 43. Debiti commerciali – Euro 1.627.479 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 2021.

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Debiti commerciali verso terzi	1.286.424	2.462.388	(1.175.964)
Debiti commerciali verso società capogruppo	21.756	26.378	(4.622)
Debiti commerciali verso società controllante	49.573	50.851	(1.278)
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	269.726	250.570	19.156
<b>Totale</b>	<b>1.627.479</b>	<b>2.790.187</b>	<b>(1.162.708)</b>

Il decremento dei debiti commerciali, pari a euro 1.162.708 migliaia, è quasi esclusivamente riconducibile alla riduzione dei debiti verso terzi, pari a euro 1.175.964 migliaia.

Il decremento dei debiti verso terzi è riconducibile prevalentemente al minor debito verso il GSE per oneri di sistema ASOS da versare in quanto, in seguito a quanto previsto dalla delibera ARERA n. 595/2020, a partire dal 1° luglio 2021 i versamenti delle componenti A (inclusa quindi la componente ASOS), vengono effettuati a CSEA. Tale riduzione è compensata parzialmente dall'aumento dei debiti dovuto all'incremento della spesa per investimenti.

Si evidenzia che, per euro 3.200 migliaia, la riduzione dei debiti commerciali è riferita ai debiti afferenti al ramo "Tecnologie di Rete Italia" che, con data efficacia 1° settembre 2021, sono stati conferiti a Gridspertise.

L'incremento dei debiti verso le società del gruppo, pari a euro 19.156 migliaia, è principalmente riferito ai debiti verso Gridspertise, pari a euro 53.573 migliaia, per la fornitura dei contatori e concentratori di seconda generazione, all'aumento dei debiti verso Servizio Elettrico Nazionale, pari a euro 26.693 migliaia, per effetto dell'incremento del prezzo dei consumi di energia usi propri. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei debiti verso Enel Global Infrastructure & Networks, pari a euro 57.045 migliaia, verso Enel S.p.A., pari a euro 4.622 migliaia, e verso Enel Global Services, pari a euro 3.746 migliaia.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Italia	1.614.119	2.770.558	(1.156.439)
Spagna	1.634	1.921	(287)
Cina	288	412	(124)
Francia	2.175	5.265	(3.090)
Romania	8.201	9.627	(1.426)
Germania	(757)	631	(1.388)
Altri	1.819	1.773	46
<b>Totale</b>	<b>1.627.479</b>	<b>2.790.187</b>	<b>(1.162.708)</b>

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro				
	al 31.12.2021	Entro l'anno successive	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	1.627.479	1.627.468	-	11

Migliaia di euro				
	al 31.12.2020	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	2.790.187	2.790.176	-	11

I debiti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo al 31 dicembre 2021 e 2020 sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
<b>Debiti verso società capogruppo</b>	<b>21.756</b>	<b>26.378</b>	<b>(4.622)</b>
<b>Debiti verso società controllante</b>	<b>49.573</b>	<b>50.851</b>	<b>(1.278)</b>
<b>Debiti verso altre società del gruppo</b>	<b>269.726</b>	<b>250.570</b>	<b>19.156</b>
Servizio Elettrico Nazionale Spa	42.213	15.520	26.693
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	170.133	227.178	(57.045)
Gridspertise Srl	53.573	-	53.573
Enel Global Services Srl	(539)	3.207	(3.746)
Enel Iberia Srl	889	432	457
E-Distributie Muntenia SA	651	953	(302)
Enel Produzione Spa	584	582	2
Enel Energia Spa	447	585	(138)
Enel Sole Srl	74	74	-
Enel Green Power Spa	481	605	(124)
Open Fiber SpA	-	83	(83)
Altre società del gruppo	1.220	1.351	(131)
<b>Totale</b>	<b>341.055</b>	<b>327.799</b>	<b>13.256</b>

Si segnala che nel 2021, nell'ambito del più ampio progetto di riorganizzazione e razionalizzazione delle attività della linea di business Global Infrastructure & Networks del gruppo Enel, relative alla industrializzazione e alla vendita di soluzioni e servizi tecnologici nei confronti sia delle imprese di distribuzione ("DSO") dello stesso gruppo Enel, sia di quelle terze, è stata costituita la società Gridspertise S.r.l.

Tale società, a far data dal 1° settembre 2021, fornisce ad e-distribuzione contatori elettronici e concentratori oltre che servizi tecnologici.

Per la natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla nota di commento n. 54 "Operazioni con le parti correlate".

#### **44. Passività contrattuali – Euro 3.251.973 migliaia – euro 846.177 migliaia**

La voce accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 3.251.973 migliaia (euro 3.358.904 migliaia al 31 dicembre 2020);
- passività contrattuali correnti per euro 846.177 migliaia (euro 693.772 migliaia al 31 dicembre 2020).

Per maggiori dettagli sul contenuto e sulla movimentazione delle passività contrattuali si rimanda alla nota n. 8 "Ricavi".

#### 45. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 1.709.238 migliaia

Il dettaglio dei Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Perequazioni	282.222	212.232	69.990
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	93.152	76.772	16.380
Componenti e oneri di sistema	1.333.862	1.896.641	(562.779)
Altri debiti verso CSEA	2	9.970	(9.968)
<b>Totale</b>	<b>1.709.238</b>	<b>2.195.615</b>	<b>(486.377)</b>

L'incremento dei debiti per Perequazioni, pari a euro 69.990 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione del debito dell'anno 2021 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi servizio di distribuzione (euro 143.676 migliaia), perequazione misura (euro 18.298 migliaia) e perequazione costi di trasmissione (euro 2.930 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, per complessivi euro 86.144 migliaia, e la registrazione di un impatto complessivo positivo a conto economico pari a euro 8.770 migliaia.

L'incremento del debito verso CSEA per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 16.380 migliaia è essenzialmente riconducibile:

- per euro 38.442 migliaia alla rilevazione del debito verso il Fondo Eventi Eccezionali relativo all'esercizio 2021;
- per euro 24.380 migliaia, alla quota di corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato nell'esercizio 2021 ai clienti MT ai sensi dell'art. 41.5 della delibera n. 566/19 ARERA;
- per euro 15.573 migliaia, per le maggiori penali rilevate al 31 dicembre 2021 ai sensi del titolo IV della delibera n. 566/19 ARERA;
- per euro 1.757 migliaia per il debito per il Fondo Utenti MT rilevato nell'esercizio 2021;
- per euro 38.352 migliaia al pagamento, avvenuto nell'esercizio 2021, del debito relativo alla quota di competenza dell'anno 2020 del Fondo Eventi Eccezionali a carico del distributore, ai sensi dell'art. 56 della deliberazione n. 566/19 ARERA. Tale effetto risulta parzialmente compensato dalla rilevazione di una sopravvenienza attiva di euro 658 migliaia generata dalla differenza tra il debito accertato al 31 dicembre 2020 e l'effettivo pagamento;
- per euro 24.562 migliaia alla regolazione del corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato nell'anno 2020 ai clienti MT ai sensi dell'art. 41.5 della deliberazione n. 566/19 ARERA (di cui euro 1.992 migliaia riferiti a importi fatturati nel primo bimestre 2021);
- per euro 1.706 migliaia al pagamento del Fondo Utenti MT anno 2020 che ha comportato anche un adeguamento in riduzione del debito di euro 485 migliaia.

La riduzione del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 562.779 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'aggiornamento delle tariffe in vigore per il IV trimestre 2021 determinato con la delibera n. 396/2021 ARERA con la quale sono state annullate completamente le aliquote delle componenti per tutti gli utenti domestici e le utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW. Tali debiti sono

relativi all'ultimo trimestre dell'anno e verranno estinti nei primi mesi del 2022, in base alle scadenze previste dalla regolazione.

La riduzione degli Altri debiti pari a euro 9.969 migliaia, si riferisce sostanzialmente alla regolazione avvenuta nel corso del 2021, 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, pari appunto a euro 9.969 migliaia.

#### 46. Debiti per imposte sul reddito – Euro 9.077 migliaia

Il dettaglio debiti per imposte sul reddito è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Debiti per imposta sostitutiva	-	-	-
Debiti IRAP	-	4.140	(4.140)
Debiti per addizionale IRES	-	-	-
Debiti IRES	9.077	-	9.077
Imposte estere	-	54	(54)
<b>Totale</b>	<b>9.077</b>	<b>4.194</b>	<b>4.883</b>

La voce accoglie al 31 dicembre 2021 il saldo netto, a debito, tra la stima dell'IRES per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati.

La voce accoglie al 31 dicembre 2020 il saldo netto, a debito, tra la stima dell'IRAP per l'esercizio e gli acconti versati.

#### 47. Altri debiti tributari – Euro 27.361 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Debiti verso l'Erario per IVA	659	418	241
Debiti verso Capogruppo per IVA	-	25.420	(25.420)
Debiti per ritenuta di imposta	26.224	25.537	687
Debiti tributari diversi	478	247	231
<b>Totale</b>	<b>27.361</b>	<b>51.622</b>	<b>(24.261)</b>

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Al 31 dicembre 2021 la Società risulta a credito verso la capogruppo Enel S.p.A. per l'IVA di Gruppo; al 31 dicembre 2020, il saldo della liquidazione IVA di Gruppo risultava invece a debito per euro 25.420 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.

#### 48. Altre passività finanziarie correnti – Euro 70.978 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Interessi passivi su mutuo BEI	2.908	3.003	(95)
Interessi passivi verso controllante	67.694	65.929	1.765
Interessi passivi su mutuo CDP	23	27	(4)
Interessi su c/c intersocietario	1	18.509	(18.508)
Interessi passivi verso terzi su attività in leasing	6	46	(40)
Interessi passivi verso controllante su attività in leasing	342	494	(152)
Interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing	2	3	(1)
<b>Totale</b>	<b>70.978</b>	<b>88.011</b>	<b>(17.033)</b>

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.50 "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 finanziamenti a medio lungo termine intrattenuti con la controllante Enel Italia.

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.50 "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.



#### 49. Altre passività correnti – 418.800 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Debiti diversi verso il personale	73.124	73.327	(203)
Depositi cauzionali da clienti	34.542	41.523	(6.981)
Debiti diversi verso clienti	98.845	80.101	18.744
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	69.234	68.422	812
Debiti verso associazioni di dipendenti	-	5	(5)
<b>Acconti Diversi:</b>	<b>101.832</b>	<b>81.939</b>	<b>19.893</b>
Acconti diversi (gruppo)	-	-	-
Acconti diversi (terzi)	101.832	81.939	19.893
<b>Ratei passivi</b>	<b>6.805</b>	<b>7.373</b>	<b>(568)</b>
<b>Risconti passivi</b>	<b>1.998</b>	<b>8.014</b>	<b>(6.016)</b>
Risconti passivi (gruppo)	-	-	-
Risconti passivi (terzi)	1.998	8.014	(6.016)
<b>Debiti diversi:</b>	<b>32.420</b>	<b>37.938</b>	<b>(5.518)</b>
Debiti diversi (terzi)	26.883	29.439	(2.556)
Debiti diversi (gruppo)	5.534	8.438	(2.904)
Debiti diversi (capogruppo)	1	55	(54)
Debiti diversi (controllante)	2	6	(4)
<b>Totale</b>	<b>418.800</b>	<b>398.642</b>	<b>20.158</b>

I debiti verso il personale, pari a euro 73.124 migliaia, sono sostanzialmente in linea con i valori dell'esercizio precedente. Essi accolgono essenzialmente il debito per incentivazioni riconosciute al personale (euro 41.634 migliaia), il debito per competenze maturate dal personale, quali principalmente trattamento di fine rapporto, ferie maturate e non godute e straordinari (euro 22.357 migliaia) e i pagamenti da effettuare a titolo di incentivo all'esodo per la quota parte che si prevede di pagare nei successivi 12 mesi, nei confronti dei dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dei piani di esodo in essere al 31 dicembre 2021 (euro 9.133 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 2021 ammontano ad euro 98.845 migliaia e presentano un incremento di euro 18.744 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 101.832 migliaia, accolgono sostanzialmente 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 1.998 migliaia, si riferiscono essenzialmente all'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (per euro 1.888 migliaia).

## Strumenti finanziari

### 50. 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.

#### 50.1 Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020, suddiviso in attività finanziarie correnti e non correnti, che mostra separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato</b>	50.1.1	<b>173.392</b>	<b>262.541</b>	<b>3.026.916</b>	<b>4.005.736</b>
<b>Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI)</b>	50.1.2	-	-	-	-
<b>Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico</b>	50.1.3	-	-	-	-
<b>Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura</b>	50.1.4	-	-	-	-
<b>TOTALE</b>		<b>173.392</b>	<b>262.541</b>	<b>3.026.916</b>	<b>4.005.736</b>

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla nota esplicativa n. 52 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla nota esplicativa n. 53 "Fair value measurement".

##### 50.1.1 Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

La tabella seguente espone le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2021, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Note	Corrente	
		al 31.12.2021	al 31.12.2020		al 31.12.2021	al 31.12.2020
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	36	59.729	48.985
Crediti commerciali		-	-	29	2.488.947	3.351.723
Attività derivanti da contratti con i clienti		-	-	8	13	238
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	33	112.566	119.878
Altre attività correnti		-	-	35	19.944	22.703
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		459	394
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		9.921	11.539
- Note credito da ricevere		-	-		8.129	9.150
- Crediti verso il personale		-	-		1.435	1.620
Crediti verso CSEA	27	5.224	3.477	30	345.717	462.209
Altre attività non correnti	27	2.786	2.669		-	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	26	165.382	256.395		-	-
<b>TOTALE</b>		<b>173.392</b>	<b>262.541</b>		<b>3.026.916</b>	<b>4.005.736</b>

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2021 ammontano a euro 2.488.947 migliaia (euro 3.351.723 migliaia al 31 dicembre 2020) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 1.167.116 migliaia alla fine dell'anno 2021 (euro 1.043.150 migliaia al 31 dicembre 2020).

### Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2021 sono pari complessivamente a euro 3.200.308 migliaia (euro 4.268.277 migliaia al 31 dicembre 2020) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 1.170.433 migliaia a fine esercizio (euro 1.046.855 migliaia al 31 dicembre 2020).

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;
- 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 sia collettiva sulla base della tipologia (cluster) di cliente (trader, produttori, clienti finali, ecc.) e tenendo conto di soglie di immaterialità, differenziate per cluster.

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 generalmente considera le seguenti assunzioni riguardo i parametri di ECL:

- la PD ipotizzata è pari a quella della Country Italia (se lo scaduto è <90 giorni) o al 100% (se lo scaduto è superiore a 90 giorni);
- 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 2021 e 2020:

Migliaia di euro

	ECL 12 months			ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale	Individuale	Collettiva	Totale
<b>1° gennaio 2020</b>	<b>772</b>	-	<b>772</b>	-	-	-
Svalutazioni	764	-	764	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	(43)	-	(43)	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
<b>Totale al 31 dicembre 2020</b>	<b>1.493</b>	-	<b>1.493</b>	-	-	-
Svalutazioni	716	-	716	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	(273)	-	(273)	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
<b>Totale al 31 dicembre 2021</b>	<b>1.936</b>	-	<b>1.936</b>	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari è pari al 31 dicembre 2021 ad euro 1.936 migliaia (euro 1.493 migliaia al 31 dicembre 2020) e si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 182 migliaia (euro 442 migliaia al 31 dicembre 2020);

- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 1.674 migliaia (euro 957 migliaia al 31 dicembre 2020);
- delle disponibilità liquide per euro 80 migliaia (euro 93 migliaia al 31 dicembre 2020).

Di seguito la movimentazione del fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali al 31 dicembre 2021 e 2020:

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
<b>1° gennaio 2020</b>	<b>682.587</b>	<b>13.493</b>	<b>696.080</b>
Svalutazioni	352.004	-	352.004
Utilizzi	(38)	-	(38)
Rilasci	(4.896)	-	(4.896)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(12.790)	12.790	-
<b>Totale al 31 dicembre 2020</b>	<b>1.016.867</b>	<b>26.283</b>	<b>1.043.150</b>
Svalutazioni	145.136	-	145.136
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	(21.170)	-	(21.170)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(10.160)	10.160	-
<b>Totale al 31 dicembre 2021</b>	<b>1.130.673</b>	<b>36.443</b>	<b>1.167.116</b>

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2021 ad euro 1.167.116 migliaia (euro 1.043.150 migliaia al 31 dicembre 2020), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 1.110.172 migliaia (euro 1.007.335 migliaia al 31 dicembre 2020), di cui euro 20.824 migliaia per interessi di mora;
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 44.377 migliaia (euro 20.974 migliaia al 31 dicembre 2020);
- degli altri crediti commerciali per euro 12.567 migliaia (euro 14.841 migliaia al 31 dicembre 2020).

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
<b>1° gennaio 2020</b>	<b>32.875</b>	-	<b>34.220</b>
Svalutazioni	685	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	(8)	-	(1.345)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
<b>Totale al 31 dicembre 2020</b>	<b>33.552</b>	-	<b>32.875</b>
Svalutazioni	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(32.171)	-	(32.171)
<b>Totale al 31 dicembre 2021</b>	<b>1.381</b>	-	<b>1.381</b>

Tra le “Altre movimentazioni” nel 2021 è stata indicata la riclassifica della quota parte di svalutazioni di altri crediti presente al 31 dicembre 2020 e riferita ad altri crediti non valutati a costo ammortizzato.

Nella nota n. 51 “Risk Management” sono fornite le informazioni sull’ *ageing* dei crediti nonché le riclassificazioni di attività finanziarie intervenute nel periodo.

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

Al 31 dicembre 2021 non sono presenti attività finanziarie valutate al FVOCI rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.

### 50.1.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Al 31 dicembre 2021 non sono presenti attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.



## 50.2 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 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato</b>	50.2.1	3.745.122	8.181.464	10.826.521	6.401.051
<b>Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico</b>		-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	25	91.742	157.183	-	7.993
<b>Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura</b>		91.742	157.183	-	7.993
<b>Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura</b>		91.742	157.183	-	7.993
<b>Totale</b>		<b>3.836.864</b>	<b>8.338.647</b>	<b>10.826.521</b>	<b>6.409.044</b>

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla nota esplicativa n. 52 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla nota di commento n. 53 "Fair value measurement".

### 50.2.1 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 31.12.2021	al 31.12.2020		al 31.12.2021	al 31.12.2020
Finanziamenti a lungo termine	38	3.745.122	8.181.464	38	5.755.366	235.791
Finanziamenti a breve termine		-	-	38	1.519.516	963.521
Debiti commerciali		-	-	43	1.627.479	2.790.187
Debiti verso CSEA		-	-	45	1.709.238	2.195.615
Altre passività finanziarie correnti		-	-	48	70.978	88.011
Passività contrattuali - lavori in corso su ordinazione				8	10.557	6.302
Altre passività correnti:		-	-	49	133.387	121.624
- Depositi cauzionali da clienti		-	-		34.542	41.523
- Debiti diversi verso clienti		-	-		98.845	80.101
<b>Totale</b>		<b>3.745.122</b>	<b>8.181.464</b>		<b>10.826.521</b>	<b>6.401.051</b>

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) – 9.500.715 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. Si segnala che per i suddetti finanziamenti in scadenza, rispettivamente, il 20 aprile 2022 e il 26 ottobre 2022 è previsto il rinnovo alla scadenza.

Nel corso del 2021, a fronte del crescente fabbisogno finanziario previsto per il biennio 2021-23 per gli investimenti connessi al miglioramento della qualità del servizio e alla digitalizzazione della rete, la Società ha sottoscritto due nuovi contratti di finanziamento con la controllante, pari complessivamente ad euro 1.000.000 migliaia, con durata decennale, erogati:

- nel mese di agosto, per euro 700.000 migliaia, ad un tasso fisso del 0,50%;
- nel mese di settembre, per euro 300.000 migliaia, ad un tasso fisso del 0,35%.

Inoltre, i finanziamenti a lungo termine accolgono, per complessivi euro 2.220.245 migliaia, sei prestiti concessi dalla Banca Europea per gli Investimenti (BEI) per finanziare alcuni investimenti realizzati dalla società.

Il primo, di importo originario pari a euro 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 2021 è pari a euro 200.000 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 2021 è pari a 225.806 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 2021 è pari a euro 278.667 migliaia).

A novembre 2013 è stata concessa un'ulteriore estensione del finanziamento “Efficienza Rete III”, denominato “Efficienza Rete III C”, per un importo di euro 270.000 migliaia, di durata ventennale remunerato al tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,88%, garantito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.; tale finanziamento è rimborsabile in rate costanti semestrali a partire dal 2019 (l'importo residuo al 31 dicembre 2021 è pari a 216.000 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 0,391%. 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 0,429%. 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 0,346%. Tale finanziamento ha una durata quindicennale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

Il 20 giugno 2019, è stata totalmente erogata anche la seconda tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1.000.000 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 0,41%, per una durata quindicennale, 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 0,417%, per una durata quindicennale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

L'importo residuo al 31 dicembre 2021 per i finanziamenti intrattenuti con la BEI per il progetto OPEN METER è pari a euro 1.000.000 migliaia.

Nel mese di giugno 2021, la Società ha stipulato una linea di credito con la BEI per il Progetto e-grid per un importo massimo complessivo fino a euro 600.000 migliaia e contestualmente ha attivato il primo contratto di finanziamento, pari a euro 300.000 migliaia, che è stato interamente erogato in due tranches.

La prima tranche, di euro 150.000 migliaia, è stata erogata il 30 luglio 2021 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi incrementato del 0,257%. 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 2021 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 50 migliaia.

La seconda tranche, pari a euro 150.000 migliaia, è stata erogata il 22 dicembre 2021 ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,275%. Tale finanziamento ha una durata quindicennale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da *parent company guarantee* rilasciate da Enel S.p.A.

Con riferimento a tutti i finanziamenti intrattenuti con la BEI, si precisa che l'importo rimborsato nell'anno 2021 è stato complessivamente pari a euro 105.914 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 625.333 migliaia due prestiti concessi dalla Cassa Depositi e Prestiti (CDP). Il primo, di durata ventennale, rimborsabile in rate costanti semestrali dal 2014 al 2028, è stato 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 2021 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%.

Nell'esercizio 2021 sono stati ricevuti ulteriori finanziamenti:

- prima *tranche*, pari a euro 3.545 migliaia, erogata il 10 agosto 2021 ad un tasso fisso pari a 1,06%;
- seconda *tranche*, pari a euro 158 migliaia, erogata il 10 settembre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,24%;
- terza *tranche*, pari a euro 351 migliaia, erogata il 11 ottobre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,41%;
- quarta *tranche*, pari a euro 354 migliaia, erogata il 25 ottobre 2021 ad un tasso fisso pari a 1,38%.

I rimborsi dei finanziamenti agevolati Carisbo S.p.A. e i conseguenti crediti di imposta maturati dalla Società nel 2021, sono stati pari a euro 163 migliaia.

La Società rileva passività finanziarie per leasing a tasso fisso, connesse ai contratti di locazione di fabbricati, autoveicoli ed altri mezzi di trasporto, di siti logistici per lo stoccaggio dei materiali, intrattenuti con società del gruppo (in particolare Enel Italia S.p.A. ed Enel Produzione S.p.A.) e terzi.

Esse ammontano complessivamente a euro 148.347 migliaia (di cui euro 106.186 migliaia verso la società Enel Italia S.p.A., euro 3.931 migliaia verso la società Enel Produzione S.p.A. ed euro 38.230 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2021 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento netto per euro 25.840 migliaia, rimborsi pari ad euro 48.348 migliaia e altri movimenti di rettifica pari ad euro 3.147 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020, 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	Variazioni valore contabile 2021-2020
<b>al 31.12.2021</b>						
<b>Finanziamenti bancari:</b>						
- tasso fisso	6.562	6.562	229	6.333	6.982	4.263
- tasso variabile	2.845.806	2.845.578	213.421	2.632.157	2.907.873	104.624
- linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata)						-
<b>Totale finanziamenti bancari</b>	<b>2.852.368</b>	<b>2.852.140</b>	<b>213.650</b>	<b>2.638.490</b>	<b>2.914.855</b>	<b>108.887</b>
<b>Finanziamenti non bancari:</b>						
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	148.347	148.347	41.716	106.631	148.347	(25.655)
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile						-
- altri finanziamenti - tasso fisso	6.500.000	6.500.000	5.500.000	1.000.000	<b>6.641.512</b>	<b>1.000.000</b>
- altri finanziamenti - tasso variabile						-
<b>Totale finanziamenti non bancari</b>	<b>6.648.347</b>	<b>6.648.347</b>	<b>5.541.716</b>	<b>1.106.631</b>	<b>6.789.859</b>	<b>974.345</b>
<b>Totale finanziamenti a tasso fisso</b>	<b>6.654.909</b>	<b>6.654.909</b>	<b>5.541.945</b>	<b>1.112.964</b>	<b>6.796.841</b>	<b>978.608</b>
<b>Totale finanziamenti a tasso variabile</b>	<b>2.845.806</b>	<b>2.845.578</b>	<b>213.421</b>	<b>2.632.157</b>	<b>2.907.873</b>	<b>104.624</b>
<b>Totale</b>	<b>9.500.715</b>	<b>9.500.487</b>	<b>5.755.366</b>	<b>3.745.121</b>	<b>9.704.714</b>	<b>1.083.232</b>

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value
<b>al 31.12.2020</b>					
<b>Finanziamenti bancari:</b>					
- 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</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-
<b>Totale finanziamenti bancari</b>	<b>2.743.353</b>	<b>2.743.253</b>	<b>195.322</b>	<b>2.547.931</b>	<b>2.735.481</b>
<b>Finanziamenti non bancari:</b>					
- 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	-	-	-	-	-
<b>Totale finanziamenti non bancari</b>	<b>5.674.002</b>	<b>5.674.002</b>	<b>40.469</b>	<b>5.633.533</b>	<b>6.185.920</b>
<b>Totale finanziamenti a tasso fisso</b>	<b>5.676.301</b>	<b>5.676.301</b>	<b>40.544</b>	<b>5.635.757</b>	<b>6.188.451</b>
<b>Totale finanziamenti a tasso variabile</b>	<b>2.741.054</b>	<b>2.740.954</b>	<b>195.247</b>	<b>2.545.707</b>	<b>2.732.950</b>
<b>Totale</b>	<b>8.417.355</b>	<b>8.417.255</b>	<b>235.791</b>	<b>8.181.464</b>	<b>8.921.401</b>

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla nota di commento n. 51 "Risk Management" e sui livelli del *fair value*, si prega di far riferimento alla nota di commento n. 53 "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	Valore nominale	Tasso di	Tasso
					interesse	d'interesse
					nominale medio	effettivo in vigore
					corrente	
	<b>al 31.12.2021</b>		<b>al 31.12.2020</b>		<b>al 31.12.2021</b>	
Euro	9.500.487	9.500.715	8.417.255	8.417.255	3,68%	3,68%
Valuta estera	-	-	-	-		
<b>Totale valute non euro</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		
<b>TOTALE</b>	<b>9.500.487</b>	<b>9.500.715</b>	<b>8.417.255</b>	<b>8.417.255</b>		

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti per leasing per controparte e tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Saldo	Valore nominale	Tasso medio di	Tasso d'interesse
			interesse in vigore	effettivo in vigore
	<b>al 31.12.2021</b>		<b>al 31.12.2021</b>	
<b>Passività da leasing - gruppo:</b>	<b>110.117</b>	<b>110.117</b>		
- tasso fisso	110.117	110.117	1,55%	1,55%
- tasso variabile	-	-		
<b>Passività da leasing - terzi:</b>	<b>38.230</b>	<b>38.230</b>		
- tasso fisso	38.230	38.230	0,63%	0,63%
- tasso variabile	-	-		
<b>TOTALE</b>	<b>148.347</b>	<b>148.347</b>		

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari ricevuti nell'esercizio 2021:

Migliaia di euro							
Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso	Valuta	Tasso d'interesse	Tipo di tasso d'interesse	Scadenza
<b>Finanziamenti bancari:</b>							
	Banca Euoepa per gli investimenti (BEI)	30/07/2021	150.000	Euro	Euribor 6M+ 0.257%	Tasso variabile	30/07/2036
	Banca Euoepa per gli investimenti (BEI)	22/12/2021	150.000	Euro	Euribor 6M+ 0.275%	Tasso variabile	22/12/2036
<b>Totale</b>			<b>300.000</b>				

## Finanziamenti a breve termine – 1.519.516 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2021 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro

	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
Finanziamenti bancari a breve termine	28	2	26
Conto corrente intersocietario	1.519.488	963.519	555.969
<b>Totale</b>	<b>1.519.516</b>	<b>963.521</b>	<b>555.995</b>

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo a debito dei conti correnti bancari e del conto corrente intersocietario intrattenuto con la Controllante.

Il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, al 31 dicembre 2021 risulta a debito per euro 1.519.488 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2021, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-Media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,70% e sui saldi creditori, aumentato di uno spread che è variato mensilmente.

Al 31 dicembre 2020, il saldo del conto corrente intersocietario risultava a debito per euro 957.499 migliaia. Alla stessa data, erano presenti in contabilità ulteriori euro 6.020 migliaia di addebiti in corso di verifica.

Si precisa che il *fair value* dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

## Struttura del debito a lungo termine dopo la copertura

La tabella seguente indica l'effetto della copertura sul rischio di tasso d'interesse sull'ammontare lordo dei debiti a lungo termine in essere alla data di riferimento del bilancio.

	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
	Prima della copertura	Dopo la copertura	Prima della copertura	Dopo la copertura
%				
Tasso variabile	2.845.806	30%	1.514.516	16%
Tasso fisso	6.654.909	70%	7.986.199	84%
<b>Totale</b>	<b>9.500.715</b>	<b>100%</b>	<b>9.500.715</b>	<b>100%</b>
			<b>8.417.355</b>	<b>100%</b>

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

## 50.2.2 Utili (perdite) netti

Non si rilevano al 31 dicembre 2021 utili e perdite sulle varie categorie di strumento finanziario detenute dalla Società.

Migliaia di euro

	Utili/(perdite) netti	Di cui: Impairment / Ripristini di impairment	Utili/(perdite) netti	Di cui: Impairment / Ripristini di impairment
	2021	2021	2020	2020
<b>Attività finanziarie al FVOCI:</b>	-	-	-	-
<b>Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato</b>	<b>35.893</b>	<b>443</b>	<b>38.773</b>	<b>722</b>
<b>Attività finanziarie al FVTPL:</b>	-	-	-	-
<b>Passività finanziarie misurate al costo ammortizzato</b>	<b>386.562</b>	-	<b>391.759</b>	-
<b>Passività finanziarie al FVTPL:</b>	-	-	-	-



## 51. Risk management

### 51.1 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.

Anche nel corso del 2021, e-distribuzione ha dimostrato resilienza alla crisi pandemica globale, per cui non si registrano impatti da segnalare.

### 51.2 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. 50 "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 2021 e 31 dicembre 2020 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.331.290	1.407.419
Interest rate options	-	-
<b>Totale</b>	<b>1.331.290</b>	<b>1.407.419</b>

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. 52 "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 2021 il 30% (33% al 31 dicembre 2020) 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 2021, risulta essere coperto all'84% (84% al 31 dicembre 2020).

#### 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 31.12.2021		al 31.12.2020	
	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	3.786	-	3.334	-
		(3.786)	-	(3.334)	-
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	-	19.517	-	24.271
		-	(19.517)	-	(24.271)
<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 2021 non risultano in essere contratti a copertura del rischio cambio EUR/USD riguardo operazioni previste altamente probabili connesse all'acquisizione di contatori digitali in quanto le coperture in essere al 31 agosto 2021 sono state oggetto di conferimento nel ramo "Tecnologie di Rete Italia". Per maggiori dettagli si rimanda ai paragrafi n. 7 e n. 25.

Al 31 dicembre 2020, al fine di minimizzare tale rischio, e-distribuzione aveva stipulato con Enel Italia contratti derivati *Over the counter (OTC)*, ed in particolare *currency forward*.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2021 e del 31 dicembre 2020, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020
Cross currency rate swaps (CCIRSs)	-	-
Currency forwards	-	98.689
Currency swaps	-	-
<b>Totale</b>	<b>-</b>	<b>98.689</b>

### 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 31.12.2021		al 31.12.2020	
		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)
		-	-	-	9.962
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.

### 51.3 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 2021 e 2020 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo n.50 "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, delle attività derivanti da contratti con i clienti e degli altri crediti:

Migliaia di euro					
Staging	Base per la definizione del Fondo perdite attese	Equivalente al rating del credito esterno	Tasso di perdita medio ponderato (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese
<b>Performing</b>	12 m ECL	BBB- to AAA	0,61%	316.195	1.936
<b>Underperforming</b>	Lifetime ECL	BB+ to C	-	-	-
			-	-	-
			-	-	-
<b>Non-performing</b>		D	-	-	-
<b>Total</b>				<b>316.195</b>	<b>1.936</b>

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 (relativi a strumenti finanziari e non), sia verso controparti Terze che del Gruppo, valutati individualmente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2021			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
<b>Attività derivanti da contratti con i clienti</b>	<b>0,0%</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>13</b>
<b>Crediti Commerciali</b>	<b>31,5%</b>	<b>3.587.094</b>	<b>1.130.673</b>	<b>2.456.421</b>
Crediti commerciali non scaduti	0,1%	2.280.159	1.390	2.278.769
Crediti commerciali scaduti:	86,4%	1.306.935	1.129.283	177.652
1 – 30 giorni	4,5%	36.437	1.646	34.791
31 – 60 giorni	4,4%	31.565	1.375	30.190
61 – 90 giorni	8,2%	31.779	2.606	29.173
91 – 120 giorni	46,4%	2.715	1.259	1.456
121 – 150 giorni	9,8%	2.609	255	2.354
151 – 180 giorni	28,8%	2.669	768	1.901
più di 180 giorni (credit impaired)	93,5%	1.199.161	1.121.374	77.787
<b>Altri Crediti</b>	<b>7,5%</b>	<b>472.484</b>	<b>35.562</b>	<b>436.922</b>
<b>Total</b>	<b>28,7%</b>	<b>4.059.591</b>	<b>1.166.235</b>	<b>2.893.356</b>

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 2021			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
<b>Attività derivanti da contratti con i clienti</b>	<b>0,0%</b>	-	-	-
<b>Crediti Commerciali</b>	<b>52,8%</b>	<b>68.969</b>	<b>36.443</b>	<b>32.526</b>
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	3.257	-	3.257
Crediti commerciali scaduti:	55,5%	65.712	36.443	29.269
1 – 30 giorni	0,2%	3.164	7	3.157
31 – 60 giorni	0,0%	3.675	1	3.674
61 – 90 giorni	0,0%	1.935	-	1.935
91 – 120 giorni	-7,5%	401	- 30	431
121 – 150 giorni	-0,2%	1.507	- 3	1.510
151 – 180 giorni	87,0%	46	40	6
più di 180 giorni (credit impaired)	66,3%	54.984	36.428	18.556
<b>Total</b>	<b>52,8%</b>	<b>68.969</b>	<b>36.443</b>	<b>32.526</b>

#### 51.4 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.

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 2021 ha un fido di cassa con Enel Italia di 2.500 milioni di euro utilizzato per 1.519 milioni di euro.

La seguente tabella sintetizza il profilo di scadenza delle passività finanziarie della Società 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
<b>Finanziamenti bancari:</b>					
- tasso fisso	-	229	235	727	5.371
- tasso variabile	4.542	208.879	252.058	874.342	1.505.757
- linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata)					
<b>Totale</b>	<b>4.542</b>	<b>209.108</b>	<b>252.293</b>	<b>875.069</b>	<b>1.511.128</b>
<b>Finanziamenti non bancari:</b>					
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	11.634	30.082	26.050	48.109	32.472
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	-	5.500.000	-	200.000	800.000
- altri finanziamenti - tasso variabile	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>11.634</b>	<b>5.530.082</b>	<b>26.050</b>	<b>248.109</b>	<b>832.472</b>
<b>TOTALE</b>	<b>16.176</b>	<b>5.739.190</b>	<b>278.343</b>	<b>1.123.178</b>	<b>2.343.600</b>

Si sottolinea che le scadenze del 2022 sono prevalentemente riconducibili, per euro 5.500.000 migliaia, a finanziamenti intercompany per i quali è previsto il rinnovo a scadenza.



## 52. Derivati e Hedge Accounting

### 52.1 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 51 "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 2021 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 2021 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.

### **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 2021 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 2021, 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 53 Fair value measurement.

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>DERIVATI PASSIVI</b>								
<b>Derivati designati come strumenti di copertura:</b>								
<b>Cash flow hedge</b>								
sul rischio di tasso d'interesse	1.331.290	1.407.419	91.742	157.183	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	89.936	-	7.993
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>1.331.290</b>	<b>1.407.419</b>	<b>91.742</b>	<b>157.183</b>	<b>-</b>	<b>89.936</b>	<b>-</b>	<b>7.993</b>
<b>TOTALE DERIVATI PASSIVI</b>	<b>1.331.290</b>	<b>1.407.419</b>	<b>91.742</b>	<b>157.183</b>	<b>-</b>	<b>89.936</b>	<b>-</b>	<b>7.993</b>

## Riforma degli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse - “riforma IBOR”

### Overview

Gli Interbank Offered Rates (“IBORs”) sono i tassi di riferimento ai quali le banche prendono 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 loro sostituzione con tassi di riferimento alternativi privi di rischio (“riforma IBOR”).

e-distribuzione è esposta unicamente all’Euribor. Tale indice è ancora considerato in linea con l’European Benchmarks Regulation (BMR) e questo consente ai partecipanti al mercato di continuare ad utilizzarlo sia per i contratti esistenti che per quelli nuovi.

In linea con le più recenti pubblicazioni su questo tema da parte dei maggiori enti regolatori:

- gli indici USD Libor 1 mese, 3 mesi e 6 mesi diventeranno non rappresentativi dopo il 30 giugno 2023 e il tasso di riferimento alternativo sarà il Secured Overnight Financing Rate (SOFR);
- gli indici GBP Libor 1 mese, 3 mesi e 6 mesi diventeranno non rappresentativi dopo il 31 dicembre 2021 e il tasso di riferimento alternativo sarà lo Sterling Overnight Index Average (SONIA).

In conseguenza della riforma IBOR sono state previste alcune deroghe temporanee alle regole sulle relazioni di copertura in attuazione delle modifiche all’IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1) e ad agosto 2020 (fase 2) per indirizzare, rispettivamente:

- tematiche ante-sostituzione che impattano l’informativa finanziaria nel periodo che precede la sostituzione di un tasso di interesse di riferimento esistente con uno alternativo privo di rischio (fase 1); e

- tematiche post-sostituzione che potrebbero impattare l'informativa finanziaria quando un indice di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse esistente è riformato o sostituito e dunque quando non c'è più l'incertezza iniziale, ma i contratti e le relazioni di copertura devono ancora essere aggiornate per riflettere i nuovi tassi di riferimento (fase 2).

### **Debiti e Derivati**

La Società detiene debito a tasso variabile indicizzato all'Euribor quasi interamente coperto attraverso strumenti finanziari derivati.

Alla data di riferimento del bilancio, non sono previste azioni da parte della Società con riguardo all'Euribor poiché, come detto, questo indice è stato riformato per essere in linea con la European Union Benchmarks Regulation.

Pertanto, ad oggi, i contratti indicizzati all'Euribor non rientrano tra quelli impattati dalla riforma. Tuttavia, clausole di sostituzione potrebbero essere richieste, e dunque implementate dalla Società, all'interno dei contratti, sulla base dell'evoluzione della riforma e delle migliori pratiche di mercato.

Gli strumenti derivati della Società sono gestiti tramite contratti principalmente basati su accordi quadro definiti dall'ISDA ("International Swaps and Derivatives Association").

L'ISDA ha rivisto i suoi contratti standardizzati alla luce della riforma IBOR e modificato le scelte relative ai tassi variabili all'interno delle definizioni ISDA del 2006 per includere clausole di sostituzione applicabili alla dismissione permanente di specifici indici di riferimento chiave; questi cambiamenti sono divenuti efficaci il 25 gennaio 2021. Le transazioni incorporate nelle definizioni ISDA del 2006 effettuate il 25 gennaio 2021, o successivamente, includono queste scelte sui tassi variabili rettificata (ad esempio la scelta sul tasso variabile con la clausola di sostituzione), mentre le altre transazioni concluse ante tale data (c.d. "legacy contracts") continuano ad essere basate sulle definizioni ISDA del 2006.

Per questo motivo l'ISDA ha pubblicato un protocollo IBOR di sostituzione per facilitare le modifiche multilaterali così da includere le definizioni rettificata.

La Società sta valutando se: (i) aderire o meno al suddetto protocollo, in base alla sua esposizione e all'evoluzione della riforma IBOR, oppure (ii) rettificare in anticipo i contratti impattati bilateralmente dalla riforma.

### **Relazioni di copertura**

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono esclusivamente indicizzati all'Euribor.

La Società ha valutato l'impatto dell'incertezza dovuta alla riforma IBOR sulle relazioni di copertura al 31 dicembre 2021 con riferimento sia agli strumenti di copertura che agli elementi coperti. Sia gli elementi coperti che gli strumenti di copertura cambieranno parametrizzazione passando da indici di riferimento basati su mercati interbancari (IBORs) a tassi sostitutivi di riferimento pressoché privi di rischio (RFRs) come risultato delle modifiche contrattuali che saranno efficaci nei prossimi anni.

La Società gestisce l'incertezza relativa a tali relazioni di copertura continuando ad applicare le deroghe temporanee previste dalle modifiche all'IFRS 9 emesse a settembre 2019 (fase 1). Si è quindi ritenuto che gli indici di riferimento per la determinazione dei tassi di interesse, su cui sono basati i flussi di cassa degli elementi coperti e degli strumenti di copertura, non si modifichino come conseguenza della riforma IBOR. La deroga è stata applicata relativamente ai seguenti requisiti delle relazioni di copertura:

- determinare se una transazione attesa è altamente probabile;

- stabilire se i flussi di cassa futuri coperti si verificheranno in una relazione cessata di copertura di tipo cash flow hedge;
- valutare la relazione economica tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura.

Le relazioni di copertura impattate potrebbero incorrere in un'inefficacia attribuibile a differenti sostituzioni di indici di riferimento esistenti con tassi di riferimento alternativi privi di rischio. In ogni caso la Società lavorerà per implementare le sostituzioni nello stesso momento.

### 52.1.1 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	2021			2020		
	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	(35.414)	(30.027)	1.950	52.342	(29.273)	(1.285)
Copertura del tasso di cambio	(11.686)	-	3.212	6.863	-	(155)
Copertura del prezzo di commodity	-	-	-	-	-	-
<b>Derivati di copertura</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>59.205</b>	<b>(29.273)</b>	<b>(1.440)</b>

### 52.1.2 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 2021 e al 31 dicembre 2020, suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
<b>al 31.12.2021</b>							
<b>Interest rate swap (IRS)</b>							
- Notional value	-	-	-	-	200.000	1.131.290	1.331.290
- Average IRS rate	-	-	-	-	3,61	1,22	-
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
<b>al 31.12.2020</b>							
<b>Interest rate swap (IRS)</b>							
- Notional value	-	-	-	-	-	1.407.419	1.407.419
- Average IRS rate	-	-	-	-	-	1,643	-

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 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	-	91.742	1.331.290	-
		-	157.183	1.407.419	-
<b>Totale</b>		<b>-</b>	<b>91.742</b>	<b>1.331.290</b>	<b>-</b>

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 2021 e al 31 dicembre 2020, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>Derivati</b>								
<b>Fair value hedge</b>								
Interest rate swap	-	-	-	-	-	-	-	-
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cash flow hedge</b>								
Interest rate swap	-	-	-	-	1.331.290	1.407.419	91.742	157.183
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su tasso d'interesse</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.331.290</b>	<b>1.407.419</b>	<b>91.742</b>	<b>157.183</b>

### Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi						
		al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2026	Oltre
<b>CFH su tasso d'interesse</b>								
Fair value positivo	-	-	-	-	-	-	-	-
Fair value negativo	(91.742)	(27.316)	(20.128)	(14.307)	(10.676)	(7.857)	(13.980)	-

### 52.1.3 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 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
<b>al 31.12.2021</b>							
<b>Interest rate swap (IRS)</b>							
- Notional value	-	-	-	-	200.000	1.131.290	1.331.290
- Average IRS rate	-	-	-	-	3,61	1,22	-
	2021	2022	2023	2024	2025	Oltre	Totale
<b>al 31.12.2020</b>							
<b>Currency forward</b>							
- Notional value - currency forward EUR/USD	89.936	-	-	-	-	-	89.936
- Average currency forward rate - EUR/USD	1,129	-	-	-	-	-	1,129

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 2021 e al 31 dicembre 2020, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value	Valore nozionale	Fair value	Valore nozionale
Strumento di copertura	Elemento coperto	al 31.12.2021		al 31.12.2020	
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera			(7.993)	89.936
Currency swaps	Commercial paper denominati in valuta estera	-	-	-	-
<b>Totale</b>		-	-	<b>(7.993)</b>	<b>89.936</b>

Infine, di seguito sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2021 e al 31 dicembre 2020 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020	al 31.12.2021	al 31.12.2020
<b>Derivati</b>								
<b>Fair value hedge</b>								
CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Cash flow hedge</b>								
Currency forward						89.936		7.993
CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale derivati su tasso di cambio</b>	-	-	-	-	-	<b>89.936</b>	-	<b>7.993</b>

#### Derivati di cash flow hedge

Al 31 dicembre 2021 la Società non presenta derivati di *cash flow hedge* sul rischio cambio.



## Fair value measurement

### 53. 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).

#### 53.1 Attività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

La Società al 31 dicembre 2021 non presenta attività valutate al *fair value*.

#### 53.2 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 2021 rappresenti un'approssimazione ragionevole del *fair value*.

### 53.3 Passività misurate al *fair value* nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle passività valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA' NON CORRENTI			PASSIVITA' CORRENTI			
		Fair value al 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2021	Livello 1	Livello 2
<b>Valutazioni ricorrenti al fair value</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Contratti derivati</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Derivati di fair value hedge:</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Derivati di cash flow hedge:</b>		-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso d'interesse		91.742	-	91.742	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>		<b>91.742</b>	-	<b>91.742</b>	-	-	-	-
<b>Coperture di investimenti netti in gestioni estere</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Derivati al fair value through profit or loss:</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Passività finanziarie al fair value through profit or loss</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Passività per la distribuzione di dividendi non monetari</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Altre passività</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale valutazioni ricorrenti al fair value</b>		<b>91.742</b>	-	<b>91.742</b>	-	-	-	-
<b>Valutazioni non ricorrenti al fair value</b>		-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale valutazioni non ricorrenti al fair value</b>		<b>91.742</b>	-	<b>91.742</b>	-	-	-	-

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

### 53.4 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 31.12.2021	Livello 1	Livello 2	Livello 3
<b>Finanziamenti:</b>					
<b>Finanziamenti bancari:</b>					
- tasso fisso		6.982	-	6.982	-
- tasso variabile		2.907.873	-	2.907.873	-
<b>Totale</b>		<b>2.914.855</b>	-	<b>2.914.855</b>	-
<b>Finanziamenti verso altri:</b>					
- tasso fisso		6.789.859	-	6.789.859	-
- tasso variabile		-	-	-	-
<b>Totale</b>		<b>6.789.859</b>	-	<b>6.789.859</b>	-
<b>Totale</b>		<b>9.704.714</b>	-	<b>9.704.714</b>	-

## Altre informazioni

### 54. 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 2021:

Migliaia di euro

	Ricavi					Costi		
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Leasing	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore crediti	Oneri finanziari
<b>Capogruppo Enel SpA</b>	-	-	-	-	-	<b>24.981</b>	-	<b>8.395</b>
<b>Controllante Enel Italia SpA</b>	-	<b>7</b>	-	<b>5.161</b>	<b>101</b>	<b>178.651</b>	<b>27.173</b>	<b>381.684</b>
<b>Controllate:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Dirigenti con responsabilità strategica</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Società del Gruppo:</b>	<b>12.275</b>	<b>3.277.277</b>	<b>1.552</b>	-	<b>81.773</b>	<b>138.604</b>	<b>5.274</b>	<b>32</b>
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1.502.664	-	-	42.905	2.007	-	-
Enel Energia SpA	-	1.673.744	-	-	-	2.740	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	-	59.302	-	-	-	130.999	-	-
Gridspertise Srl	-	2.228	-	-	39.200	1.564	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	-	203	-	-
Edistribucion Redes Digitales SL (già Endesa Distribuzione Electrica SL)	-	9	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	(189)	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	826	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	3.153	-	-	-	123	885	32
E-Distributie Muntenia SA	5.638	216	-	-	-	463	2.635	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	130	-
Enel Trade SpA	-	15	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	3.749	188	-	-	-	214	23	-
E-Distributie Dobrogea SA	2.885	210	-	-	-	196	166	-
Open Fiber SpA	-	34.942	1.552	-	(332)	7	720	-
Altre Società del Gruppo	3	(31)	-	-	-	88	715	-
<b>Altre parti correlate:</b>	<b>5</b>	<b>157.659</b>	<b>290</b>	-	<b>3.885</b>	<b>1.926.521</b>	<b>86</b>	<b>9.779</b>
Open Fiber SpA	-	5.098	-	-	3.885	-	86	-
GSE	-	257	-	-	-	66	-	278
GME	-	-	-	-	-	198.286	-	-
Poste Italiane	-	28	-	-	-	123	-	-
ENI	-	35.675	-	-	-	13.341	-	-
Gruppo Terna	5	36.142	290	-	-	1.686.624	-	-
Fopen	-	-	-	-	-	17.422	-	-
Fondanel	-	-	-	-	-	645	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	75.210	-	-	-	(248)	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	123	-	-	-	3	-	-
Gruppo CdP	-	881	-	-	-	9.219	-	9.501
Anas	-	1.565	-	-	-	892	-	-
Gruppo MPS	-	59	-	-	-	40	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	2.150	-	-	-	13	-	-
Altre	-	471	-	-	-	95	-	-
<b>Totale</b>	<b>12.280</b>	<b>3.434.943</b>	<b>1.842</b>	<b>5.161</b>	<b>85.759</b>	<b>2.268.757</b>	<b>32.533</b>	<b>399.890</b>

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
<b>Capogruppo Enel SpA</b>	-	-	-	-	<b>25.479</b>	-	<b>14.588</b>
<b>Controllante Enel Italia SpA</b>	-	<b>144</b>	<b>631</b>	<b>4.291</b>	<b>177.585</b>	<b>26.503</b>	<b>277.754</b>
<b>Controllate:</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Dirigenti con responsabilità strategica</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>Società del Gruppo:</b>	<b>12.418</b>	<b>3.297.595</b>	-	<b>16.362</b>	<b>132.297</b>	<b>862</b>	<b>102.230</b>
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	-	-
<b>Altre parti correlate:</b>	-	<b>204.856</b>	-	-	<b>1.850.966</b>	-	<b>12.912</b>
GSE	-	413	-	-	5	-	453
GME	-	-	-	-	183.323	-	-
Poste Italiane	-	6	-	-	54	-	-
ENI	-	38.868	-	-	12.778	-	-
Gruppo Terna	-	18.822	-	-	1.490.889	-	7
Fopen	-	-	-	-	17.661	-	-
Fondanel	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-
<b>Totale</b>	<b>12.418</b>	<b>3.502.595</b>	<b>631</b>	<b>20.653</b>	<b>2.186.327</b>	<b>27.365</b>	<b>407.484</b>

La seguente tabella sintetizza le operazioni con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2021:

	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
<b>Capogruppo Enel SpA</b>	-	-	5.687	-	-	-	23.901	3.248	-	-	54.716	-	-	21.756	9.077	-	-	1	-	-	-
<b>Controllante Enel Italia SpA</b>	104.855	-	-	579	-	-	177	-	1.082.017	91.742	-	68	-	49.573	-	7.114.404	-	2	-	-	-
<b>Controllate:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Dirigenti con responsabilità strategica</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Società del Gruppo</b>	3.910	-	-	703.780	(3.668)	-	1.627	-	3.052	-	-	1.264.635	195	269.726	-	881	192.045	5.534	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	215.098	-	-	-	-	-	-	-	843.571	195	42.213	-	-	109.298	2.689	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	449.479	-	-	-	-	-	-	-	416.797	-	447	-	-	81.130	2.845	-	-	-
Enel Global Infrastructure & Networks Srl	-	-	-	3.042	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170.133	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	217	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(539)	-	-	-	-	-	-	-
Edistribucion Redes Digitales SL (già Endesa Distribuzione Elettrica SL)	-	-	-	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	618	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	553	-	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	2.908	-	-	-	-	-	-	-	1	-	74	-	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	3.910	-	-	1.582	-	-	-	-	3.052	-	-	2.093	-	584	-	881	630	-	-	-	-
E-Distribuite Muntenia SA	-	-	-	5.552	(2.635)	-	-	-	-	-	-	-	-	651	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	-	3.424	(478)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	-	1.634	(123)	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-	-
E-Distribuite Banat SA	-	-	-	1.866	(22)	-	-	-	-	-	-	-	-	311	-	-	-	-	-	-	-
E-Distribuite Dobrogea SA	-	-	-	1.483	(166)	-	-	-	-	-	-	-	-	218	-	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	-	-	-	72	-	-	-	-	-	-	-	2.085	-	481	-	-	352	-	-	-	-
Enel Iberia Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	889	-	-	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	-	16.299	-	-	1.627	-	-	-	-	-	-	53.573	-	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	1.061	(244)	-	-	-	-	-	-	88	-	70	-	-	17	-	-	-	-
<b>Altre parti correlate:</b>	118.790	207	1	53.072	-	23	9.452	-	-	536.000	-	194.432	-	338.065	-	89.356	12.404	65.365	323	174.283	406.057
Open Fiber SpA	118.790	-	-	24.420	-	-	7.362	-	-	-	-	180.247	-	7.486	-	-	10.781	18.410	-	-	251.881
GSE	-	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.118	-	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	14	-	-	74	-	-	-	-	82	-	3	-	-	10	6	2	-	-
ENI	-	-	-	2.338	-	23	-	-	-	-	-	4.282	-	1.637	-	-	535	4.833	-	138.121	20.023
Gruppo Terna	-	-	-	18.085	-	-	-	-	-	-	-	1.809	-	319.264	-	-	226	8.317	-	-	2.438
Fopen	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.868	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	-	5.430	-	-	412	-	-	-	-	3.737	-	467	-	-	467	17.948	321	36.162	1
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	137	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo CdP	-	207	-	43	-	-	-	-	-	536.000	-	268	-	2.704	-	89.356	34	2.793	-	-	126.424
Anas	-	-	1	2.248	-	-	1.604	-	-	-	-	-	-	3.088	-	-	-	310	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.164	-	-	-	-	-	-	5.290
Altre	-	-	-	327	-	-	-	-	-	-	-	4.007	-	118	-	-	351	3.822	-	-	-
<b>Totale</b>	227.555	207	5.688	757.431	(3.668)	23	35.157	3.248	1.085.069	627.742	54.716	1.459.135	195	679.120	9.077	7.204.641	204.449	70.902	323	174.283	406.057

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
<b>Capogruppo Enel SpA</b>	-	-	5.675	-	-	-	7	61.547	-	-	67.144	-	-	26.378	-	12.483	-	25.475	-	-	-
<b>Controllante Enel Italia SpA</b>	118.873	-	-	579	-	6.370	177	-	5.599.508	157.183	-	75	-	50.851	-	1.067.302	-	6	-	-	-
<b>Controllate:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Dirigenti con responsabilità strategica</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Società del Gruppo</b>	50.402	-	-	1.358.366	-	-	46	-	4.806	-	-	1.454.744	211	250.570	-	875	206.841	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	-	-	-	-
<b>Altre parti correlate:</b>	-	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
Gruppo 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
<b>Totale</b>	<b>169.275</b>	<b>207</b>	<b>5.676</b>	<b>1.428.588</b>	<b>-</b>	<b>6.370</b>	<b>17.217</b>	<b>61.547</b>	<b>5.604.314</b>	<b>782.516</b>	<b>67.144</b>	<b>1.464.644</b>	<b>211</b>	<b>1.355.750</b>	<b>-</b>	<b>1.170.020</b>	<b>207.815</b>	<b>68.542</b>	<b>50</b>	<b>192.793</b>	<b>104.555</b>

e-distribuzione svolge il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Maggior Tutela verso la società Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. ed il servizio di trasporto e connessione dei clienti della Salvaguardia e del Mercato Libero verso Enel Energia S.p.A.

La capogruppo Enel S.p.A., svolge 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.

La società Enel Italia S.p.A. in qualità di sub-holding per l'Italia detiene le partecipazioni delle società del gruppo ivi operanti inclusa la partecipazione in e-distribuzione S.p.A. Si occupa inoltre della 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.

I finanziamenti e apporti di capitale e le passività finanziarie verso Enel Italia S.p.A. presenti al 31 dicembre 2021 riguardano 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. 50 "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 alla nota esplicativa n. 51 "Risk Management".

Enel Italia, inoltre, fornisce alla Società 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.

La società Enel Global Infrastructure and Network S.r.l. effettua 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 Linea di e-distribuzione nella gestione dei processi di approvvigionamento, attraverso servizi di Procurement strategy and planning a livello Global.

Si segnala che nel 2021, nell'ambito del più ampio progetto di riorganizzazione e razionalizzazione delle attività della linea di business Global Infrastructure & Networks del gruppo Enel, relative alla industrializzazione e alla vendita di soluzioni e servizi tecnologici nei confronti sia delle imprese di distribuzione ("DSO") dello stesso gruppo Enel, sia di quelle terze, è stata costituita la società Gridspertise S.r.l. Per maggiori dettagli sull'operazione straordinaria, si rimanda alla Nota Esplicativa n. 7 "Conferimento ramo d'azienda "Tecnologie di Rete Italia".

La società Gridspertise, a far data dal 1° settembre 2021, fornisce ad e-distribuzione sia contatori e concentratori sia servizi relativi ad attività di ricerca, sviluppo e supporto tecnico di apparati e soluzioni tecnologiche per la telegestione dei contatori di energia elettrica, per l'automazione avanzata di rete e per altre applicazioni di interesse per il settore dell'energia elettrica svolte da e-distribuzione.

Si evidenzia, infine, che nella voce "Gruppo CdP" sono state incluse tutte le società che al 31 dicembre 2021 erano sottoposte a comune controllo di Cassa Depositi e Prestiti, ad eccezione di quelle del Gruppo Terna, di Open Fiber e di Cesi che, in considerazione della rilevanza dei rapporti intrattenuti con la Società, sono stati indicati su un rigo specifico.

Per ulteriori informazioni si rinvia alle Note Esplicative delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.



## 55. Impegni contrattuali e garanzie

Il saldo e le variazioni sono riportati di seguito:

Migliaia di euro	al 31.12.2021	al 31.12.2020	2021-2020
<b>Garanzie prestate:</b>			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	501.453	313.835	187.618
<b>Impegni assunti verso fornitori per:</b>			
- appalti	1.505.788	1.152.267	353.521
- ordini	1.297.142	1.207.954	89.188
- altri acquisti	1.316.301	824.213	492.088
<b>Totale</b>	<b>4.119.231</b>	<b>3.184.434</b>	<b>934.797</b>
<b>TOTALE</b>	<b>4.620.684</b>	<b>3.498.269</b>	<b>1.122.415</b>

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 501.453 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 313.835 migliaia al 31 dicembre 2020). Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni.

## 56. Attività e 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. Il giudizio al 31 dicembre 2021 è ancora pendente.

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 2021 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.

Il 19 gennaio 2021, l'Autorità ha formulato una richiesta di informazioni cui e-distribuzione S.p.A. ha risposto in data 16 febbraio 2021.

Il 15 giugno u.s., l'Autorità ha inviato la Comunicazione delle Risultanze istruttorie cui e-distribuzione S.p.A. ha replicato in data 29 luglio u.s. inviando la propria memoria finale. La società è al momento in attesa della ricezione del provvedimento finale da parte dell'Autorità.

### **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 evidenzi 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.

### **Avvio procedimento ai sensi d.lgs. n. 231/2001 a carico alcuni dipendenti e manager e della stessa e-distribuzione S.p.A.**

Il 1° luglio 2021 e-distribuzione ha avuto notizia di un procedimento a carico di alcuni suoi dipendenti e managers, e della stessa e-distribuzione ai sensi del d.lgs. n. 231/2001, avviato dalla Procura della Repubblica di Taranto, a seguito dell'evento infortunistico verificatosi la notte tra il 27 ed il 28 giugno 2021 ai danni di un dipendente di una ditta appaltatrice. Il procedimento è in una fase del tutto iniziale e l'individuazione degli indagati è provvisoria e risponde, nella fase delle indagini, all'esigenza di consentire la partecipazione all'accertamento tecnico non ripetibile disposto dal Pubblico Ministero. La relazione del Consulente tecnico del Pubblico Ministero è stata depositata e acquisita al fascicolo del PM.

## 57. 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 2021, 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 2021 risultano ricevute le seguenti erogazioni, ulteriori rispetto a quelle riportate nel suddetto Registro.

Migliaia di euro

Ente erogante	Incentivi incassati nel 2021	Descrizione del contributo incassato
ANPAL	444,04	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la prima istanza FNC-C-05468, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
ANPAL	193,43	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la seconda istanza FNC-C-06952, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020
ANPAL	197,98	Tranche di contributo a fondo perduto incassata per la terza istanza FNC-C-10223, finanziato nell'ambito del Fondo Nuove Competenze, di cui art. 88 del decreto legge 19 maggio 2020 e al decreto interministeriale del 9 ottobre 2020

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

Migliaia di euro

Ente beneficiario	Incentivi erogati nel 2021	Descrizione del contributo erogato
Enel Cuore Onlus	2.440	80% a saldo Contributo liberale 2019
Enel Cuore Onlus	522	20% Contributo liberale 2021
Fondazione Centro Studi Enel	1.403	50% a saldo Contributo liberale 2020
Fondazione Centro Studi Enel	1.405	50% Contributo liberale 2021
Centro Vaccinale - Varese	11	Donazione collegamento alla rete elettrica per strutture sanitarie a contrasto della pandemia Covid-19

## 58. 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 2021:

> “*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 i suddetti principi, invece del *Conceptual Framework*, 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 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 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 una ripartizione di

altri costi direttamente correlati all'adempimento del contratto. Le modifiche saranno applicabili 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. Nel determinare tali commissioni pagate al netto delle commissioni ricevute, il debitore include soltanto le commissioni pagate o ricevute tra il debitore e il creditore, comprese le commissioni pagate o ricevute dal debitore o dal creditore per conto dell'altra parte;
  - *"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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2022 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.
- > *"Amendments to IAS 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction"*, emesso a maggio 2021. Le modifiche richiedono alle società di rilevare fiscalità differita sulle

transazioni che, alla rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare. 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 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.
- > “*IFRS 17 – Insurance Contracts*”, emesso a maggio 2017. Il principio sarà applicabile 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.

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

### Conflitto Russia-Ucraina

Il 24 febbraio 2022 il Presidente russo ha annunciato “un’operazione militare speciale” in territorio ucraino che ha determinato lo scoppio del conflitto tra i due Paesi.

Nelle settimane precedenti erano stati compiuti vari tentativi per una soluzione diplomatica della tensione tra Russia e Ucraina che, in seguito a vaste e prolungate manovre militari delle forze armate russe lungo il confine ucraino, perdurava già da tempo. Con il passare dei giorni, si è assistito a un’escalation delle ostilità, con un intensificarsi degli scontri.

L’intervento militare russo in Ucraina ha determinato pronte reazioni da parte di diversi Stati e Organizzazioni sovranazionali. In particolare, il Consiglio Europeo si è espresso affinché la Russia cessi immediatamente le ostilità e ritiri le sue forze armate dall’Ucraina nel rispetto del diritto internazionale; anche l’Assemblea Generale delle Nazioni Unite, con una sessione di emergenza, ha approvato una risoluzione per condannare l’azione militare russa in Ucraina e per chiedere alla Russia di ritirare l’esercito.

Allo stesso tempo, la Commissione Europea sta fronteggiando la crisi umanitaria generata dal conflitto in Ucraina con aiuti umanitari e con programmi di aiuti di emergenza, anche tramite un maggiore sostegno finanziario al Paese.

Sono in corso negoziazioni tra le parti coinvolte al fine di individuare le soluzioni diplomatiche più appropriate per scongiurare che questa situazione si trasformi in una minaccia alla pace e alla sicurezza internazionale.

L’Unione Europea e altri Paesi (per es., Stati Uniti, Regno Unito, Australia, Giappone, Svizzera ecc.) hanno imposto severe misure sanzionatorie alla Russia che, seppur con diversi termini di efficacia, colpiscono i settori strategici dell’economia del Paese, il settore finanziario e impongono restrizioni personali al Presidente russo e ad altre figure politiche e imprenditoriali. Le principali sanzioni europee riguardano:

- > il congelamento degli asset russi nell’Eurozona;
- > il blocco dell’accesso delle banche russe ai mercati finanziari europei;

- > le misure di controllo delle esportazioni (incluso il divieto di esportazione di beni verso la Russia e la Bielorussia nei settori aeronautico, marittimo, spaziale, tecnologico e dei beni “a duplice uso”);
- > il blocco delle transazioni commerciali con le regioni ucraine di Donetsk e Luhansk;
- > l’esclusione delle principali banche russe dal sistema internazionale di transazioni SWIFT;
- > il blocco dei conti correnti con il gruppo bancario Sberbank;
- > la chiusura dello spazio aereo ai voli russi;
- > il congelamento dei patrimoni personali del Presidente russo e di oligarchi, politici e alti dirigenti delle società russe che lo sostengono.

Tali sanzioni hanno prodotto i primi impatti sull’andamento del tasso di cambio della divisa (il rublo si è fortemente deprezzato nei confronti dell’euro e del dollaro statunitense), sui tassi di interesse locali (aumentati al 20% dalla Banca Centrale russa) e sul corso dei valori azionari delle società quotate alla Borsa di Mosca (con una flessione importante registrata nel mese di marzo).

Alle difficoltà finanziarie si è associato anche un aumentato livello dei rischi informatici, cui sono esposte imprese e amministrazioni, che sta rendendo necessario adottare adeguate misure di difesa e massimi controlli interni per la protezione delle proprie infrastrutture digitali.

Considerato lo scenario di riferimento, la Società monitora attentamente lo status e l’evoluzione dell’attuale situazione generata dalla crisi e gestisce potenzialmente i rischi valutando anche l’evoluzione delle variabili di mercato (per es., tassi di cambio, tassi di interesse) e tenendo soprattutto in considerazione i potenziali impatti economici e patrimoniali causati dall’effetto cambio negativo relativo al deprezzamento del rublo nei confronti dell’euro.

In uno scenario in continua evoluzione, caratterizzato da una notevole incertezza regolatoria e da un contesto di prezzi elevati e volatili, è attivo da parte della Società un monitoraggio costante delle variabili macroeconomiche e di business per avere disponibile in tempo reale la miglior stima dei potenziali impatti connessi ai cambi regolatori, alle sanzioni, nonché sui fornitori e sui contratti, tenendo anche in considerazione le diverse raccomandazioni degli organismi di vigilanza nazionali e sovranazionali<sup>2</sup> sul tema.

---

<sup>2</sup> ESMA n.71-99-1864 del 14 marzo 2022; Richiamo di attenzione Consob del notiziario settimanale 9-14 marzo 2022



## 60. Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione

### 60.1 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.

### 60.2 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)
<b>e-distribuzione SpA</b>		
Revisione contabile al 31 dicembre 2021	- KPMG SpA	266
Integrazione dei corrispettivi per la revisione contabile al 31 dicembre 2020	- KPMG SpA	22
Altri servizi:		
- Affidamento incarico aggiuntivo per Oneri di rete ex delibera ARERA 461/2020/R/eel	- KPMG SpA	70
- Svolgimento procedure di verifica previste da contratto-quadro di cessione di crediti	- KPMG SpA	32
- Unbundling	- KPMG SpA	51
<b>Totale</b>		<b>441</b>

Si precisa che gli importi sopra riportati includono (laddove previsto) anche il contributo Consob riconosciuto alla Società di revisione in base agli accordi contrattuali in essere.

## 61. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2020 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	2020
Ricavi	128
Costi	491
Proventi da partecipazioni	3.148
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(581)
Imposte	(122)
<b>UTILE DELL'ESERCIZIO</b>	<b>2.326</b>

## Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2020

<b>ATTIVITA'</b>	
<b>Attività non correnti</b>	
Attività materiali e immateriali	121
Partecipazioni	50.622
Attività finanziarie non correnti	1.170
Altre attività non correnti	465
<b>Totale</b>	<b>52.378</b>
<b>Attività correnti</b>	
Crediti commerciali	241
Attività finanziarie correnti	2.778
Altre attività correnti	858
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.127
<b>Totale</b>	<b>6.004</b>
<b>Attività non correnti classificate come possedute per la vendita</b>	<b>669</b>
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>	<b>59.051</b>
<b>PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>	<b>30.743</b>
<b>Passività non correnti</b>	
Finanziamenti a lungo termine	17.297
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	374
Passività finanziarie non correnti	1.763
Altre passività non correnti	19
<b>Totale</b>	<b>19.453</b>
<b>Passività correnti</b>	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.123
Debiti commerciali	92
Passività finanziarie correnti	486
Altre passività correnti	2.154
<b>Totale</b>	<b>8.855</b>
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>	<b>28.308</b>
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'</b>	<b>59.051</b>

## 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 2021 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 2021 la Società ha approvato l'adozione della Parte Speciale “N” relativa ai “Reati Tributari” per il recepimento del Decreto Legge 26 ottobre 2019, n. 124 (cosiddetto “Decreto Fiscale”), convertito con modifiche ad opera della L. 19 dicembre 2019, n. 157, che ha introdotto all'interno del D.Lgs. 231/2001 l'art. 25-quinquiesdecies (rubricato “Reati Tributari”) i seguenti reati previsti dal D.Lgs. 10 marzo 2000, n. 74:

- il delitto di dichiarazione fraudolenta mediante uso di fatture o altri documenti per operazioni inesistenti (di cui all'art. 2);

- il delitto di dichiarazione fraudolenta mediante altri artifici (di cui all'art. 3);
- il delitto di emissione di fatture o altri documenti per operazioni inesistenti (di cui all'art. 8);
- il delitto di occultamento o distruzione di documenti contabili (di cui all'art. 10);
- il delitto di sottrazione fraudolenta al pagamento di imposte previsto (di cui all'art. 11).

Inoltre, l'adozione della Parte Speciale "N" per la Società ha considerato anche il fatto che l'art. 25-quinquiesdecies è stato poi integrato ad opera del D.Lgs. 14 luglio 2020, n. 75 di attuazione della Direttiva 2017/1371/UE "relativa alla lotta contro la frode che lede gli interessi finanziari dell'Unione mediante il diritto penale" (cosiddetta "Direttiva PIF"), che ha previsto l'introduzione delle seguenti fattispecie:

- dichiarazione infedele (art. 4 D.Lgs. 74/2000);
- omessa dichiarazione (art. 5 D.Lgs. 74/2000);
- indebita compensazione (art. 10-quater D.Lgs. 74/2000).

## 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 S.p.A.

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 9 settembre 2021 è stato emesso il documento che attesta il rinnovo 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 1.287.953.240,04 come segue:

- quanto a euro 1.287.780.000,00 come dividendo dell'esercizio 2021, nella misura di euro 0,4953 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2021 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 173.240,04 come Utili portati a nuovo.

## Relazioni



## Relazione della Società di Revisione



# e-distribuzione S.p.A.

**Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2021**

(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.

4 aprile 2022



KPMG S.p.A.  
Revisione e organizzazione contabile  
Via Curtatone, 3  
00185 ROMA RM  
Telefono +39 06 80961.1  
Email [it-fmauditaly@kpmg.it](mailto:it-fmauditaly@kpmg.it)  
PEC [kpmgspa@pec.kpmg.it](mailto: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 2021, 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 2021, 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**

##### **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 2021, 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 2021 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2021 ed è redatta in conformità alle norme di legge.



**e-distribuzione S.p.A.**  
*Relazione della società di revisione*  
31 dicembre 2021

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, 4 aprile 2022

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

## E-DISTRIBUZIONE S.P.A.

SOCIETA' APPARTENENTE AL GRUPPO ENEL E OPERANTE SOTTO LA DIREZIONE E COORDINAMENTO DI ENEL S.P.A.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA IN OCCASIONE DELL'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DI ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2021 REDATTA AI SENSI DELL'ART. 2429, CO. 2, C.C.

Al Socio Unico Enel Italia S.p.A..

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021 l'attività del Collegio Sindacale è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle Norme di comportamento del collegio sindacale di società *non quotate* emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori commercialisti e degli Esperti contabili, pubblicate a dicembre 2020 e vigenti dal 1.º gennaio 2021.

Di tale attività e dei risultati conseguiti portiamo a conoscenza con la presente relazione.

È stato sottoposto al Suo esame il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31.12.2021, redatto in conformità ai principi contabili Internazionali ed alle interpretazioni di riferimento definiti quali "IFRS/EU", che evidenzia un risultato d'esercizio di euro 1.287.953.240,04.

Il bilancio è stato messo a nostra disposizione nel termine di legge. La Società, optando per l'esenzione dal consolidamento prevista dal paragrafo 4 (a) dell'IFRS 10, ha redatto il bilancio separato; il bilancio consolidato viene redatto dalla Capogruppo Enel S.p.A. di cui e-distribuzione S.p.A. è controllata indiretta attraverso Enel Italia S.p.A.: A partire dall'esercizio 2021 anche quest'ultima redige su base volontaria un bilancio consolidato.

Il soggetto incaricato della revisione legale dei conti KPMG S.p.A. ci ha consegnato la propria relazione datata 4 aprile 2022 contenente un giudizio senza modifica.

Da quanto riportato nella relazione del soggetto incaricato della revisione legale il bilancio d'esercizio al 31.12.2021 rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico e i flussi di cassa della Società oltre a essere stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ed alle interpretazioni di riferimento definiti quali International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea (IFRS/EU).

Il Collegio sindacale, non essendo incaricato della revisione legale, ha svolto sul bilancio le attività di vigilanza previste Norma 3.8. delle "Norme di comportamento del collegio sindacale di società *non quotate*" consistenti in un controllo sintetico complessivo volto a verificare che il bilancio sia stato correttamente redatto. La verifica della rispondenza ai dati contabili spetta, infatti, all'incaricato della revisione legale.

### 1) Attività di vigilanza ai sensi degli artt. 2403 e ss. c.c.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione e, in particolare, sull'adeguatezza degli assetti organizzativi, del sistema amministrativo e contabile sul loro concreto funzionamento. Nell'anno 2021 l'intera attività del Collegio Sindacale è stata svolta essenzialmente mediante l'ausilio di mezzi di telecomunicazione a causa della pandemia da Covid-19 e delle conseguenti disposizioni legislative e regolamentari.



Abbiamo partecipato alle assemblee dei soci ed alle riunioni del consiglio di amministrazione e, sulla base delle informazioni disponibili, non abbiamo rilievi particolari da segnalare. Abbiamo acquisito dall'organo amministrativo con adeguato anticipo e anche durante le riunioni svolte, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società e, in base alle informazioni acquisite, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Il Collegio Sindacale ha scambiato dati ed informazioni rilevanti per lo svolgimento della propria attività di vigilanza con la KPMG S.p.A., società incaricata della revisione legale.

Il Collegio Sindacale ha acquisito informazioni dal preposto al sistema di controllo interno (Responsabile della Funzione Audit) e non sono emersi dati ed informazioni rilevanti che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Nell'attività svolta dal Collegio Sindacale nella sua funzione di Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. n. 231/2001, non sono emerse criticità rispetto alla corretta attuazione del Modello Organizzativo ex D.Lgs. n. 231/2001 che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Abbiamo acquisito conoscenza e abbiamo vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo (nel rispetto delle regole contenute nel Codice Etico, nel Piano Tolleranza Zero alla Corruzione, nel sistema di gestione della corruzione secondo la norma UNI ISO 37001/2016 e nella Politica sui Diritti Umani), amministrativo e contabile e sul suo concreto funzionamento anche tramite la raccolta di informazioni dai Responsabili delle varie Funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza e sul funzionamento del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento di informazioni dai Responsabili delle Funzioni e l'esame dei documenti aziendali, e a tale riguardo, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Non sono pervenute denunce ex art. 2408 c.c.

Nel corso dell'esercizio non sono stati rilasciati dal Collegio Sindacale pareri e osservazioni previsti dalla legge.

Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi altri fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

## 2) Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Da quanto riportato nella relazione del soggetto incaricato della revisione legale KPMG, *"Il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della e-distribuzione S.p.A. al 31.12.2021, 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"*.

Inoltre, nella relazione della KPMG S.p.A., in relazione al giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. n. 39/10, viene riportato che a giudizio della società di revisione *"la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2021 ed è redatta in conformità alle norme di legge. Con riferimento alle dichiarazioni di cui all'art. 14, comma 2,*

lettera e), del D.Lgs. n. 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".

Per quanto a conoscenza del Collegio Sindacale, gli amministratori nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 5, comma 1, del D.Lgs. n. 38/2005.

Il Socio Unico con messaggio del 3 marzo 2022 ha parzialmente rinunciato ai termini previsti dall'art. 2429 c.c. per il deposito della presente relazione, sollevandoci da qualsiasi contestazione.

### 3) Osservazioni e proposte in ordine alla approvazione del bilancio

Considerando le risultanze dell'attività da noi svolta e il giudizio espresso nella relazione di revisione rilasciata dal soggetto incaricato della revisione legale dei conti KPMG S.p.A., invitiamo il Socio ad approvare il bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2021, così come redatto dagli amministratori.

Il Collegio Sindacale, infine, concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio formulata dagli amministratori.

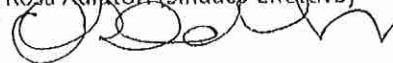
Roma, 4 aprile 2022

Il Collegio Sindacale

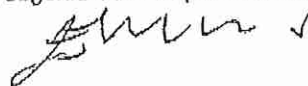
Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)



Prof.ssa Anna Rosa Adinolfi (Sindaco Effettivo)



Avv. Eugenio Vaccari (Sindaco Effettivo)





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.