

Relazione e Bilancio di esercizio di
e-distribuzione S.p.A.
al 31 dicembre 2022

 e-distribuzione

Indice

Organi sociali	6
Relazione sulla gestione	7
L'esercizio 2022 in sintesi	8
Eventi di rilievo del 2022	9
Quadro normativo e tariffario.....	10
Andamento operativo	26
Investimenti	56
Cambiamento climatico: rischi ed opportunità.....	61
Risorse umane	67
Risultati economico-finanziari.....	79
Prevedibile evoluzione della gestione	90
Altre informazioni	93
Bilancio d'esercizio	95
Conto Economico.....	96
Prospetto di Conto Economico complessivo	97
Stato Patrimoniale.....	98
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	100
Rendiconto finanziario.....	101
Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022	102
1. Forma e contenuto del Bilancio	102
2. Principi contabili.....	103
3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni	134
4. Informazioni finanziarie relative al clima	135
5. Informativa relativa al conflitto Russia-Ucraina.....	136
6. Modifiche di principi contabili ed informazioni integrative.....	137
7. Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo.....	137
Informazioni sul Conto Economico	138
8. Ricavi	138
9. Altri proventi operativi	147
10. Materie prime e materiali di consumo	150
11. Servizi	151
12. Costo del personale	154
13. Ammortamenti e impairment	155
14. Altri costi operativi	156
15. Costi per lavori interni capitalizzati	158
16. Proventi da partecipazioni.....	159
17. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	159

18.	Proventi/(Oneri) finanziari	160
19.	Imposte	162
Informazioni sullo Stato Patrimoniale		164
20.	Immobili, impianti e macchinari.....	164
21.	Leasing operativo	168
22.	Attività immateriali.....	171
23.	Attività per imposte differite - Passività per imposte differite	175
24.	Partecipazioni	177
25.	Derivati	177
26.	Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	178
27.	Altre attività non correnti	179
28.	Rimanenze.....	180
29.	Crediti commerciali	181
30.	Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali.....	184
31.	Crediti per imposte sul reddito	186
32.	Altri crediti tributari	186
35.	Altre attività correnti	188
36.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	189
37.	Patrimonio netto.....	190
38.	Finanziamenti	194
39.	Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine	194
40.	Benefici ai dipendenti	195
41.	Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)	201
42.	Altre passività non correnti.....	203
43.	Debiti commerciali	204
44.	Passività contrattuali	205
45.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	206
46.	Debiti per imposte sul reddito	207
47.	Altri debiti tributari	207
49.	Altre passività correnti.....	208
Strumenti finanziari		210
50.	Strumenti finanziari per categoria	210
51.	Risk Management.....	225
52.	Derivati e Hedge Accounting	232
Fair value measurement		241
53.	Fair value measurement di attività e passività	241
Altre informazioni		243
54.	Operazioni con le parti correlate	243
55.	Impegni contrattuali e garanzie.....	249

56.	Attività e Passività potenziali.....	250
57.	Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017	252
58.	Principi contabili di futura applicazione	253
59.	Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	255
60.	Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione.....	256
61.	Attività di direzione e coordinamento	257
Compliance		259
Proposte all'Assemblea		262
Relazioni.....		263
	Relazione della Società di Revisione	264
	Relazione del Collegio Sindacale.....	270

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Amministratore Delegato</i> Vincenzo Ranieri	<i>Presidente</i> ^[1] Francesca Romana Napolitano	<i>Consigliere</i> Angelo Scipioni
---	--	--

Collegio Sindacale

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

Società di Revisione

KPMG S.p.A.

^[1] Nominata in sostituzione di Ludovica Maria Vittoria Parodi Borgia in data 11 aprile 2022

Relazione sulla gestione

L'esercizio 2022 in sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance ed operativi di e-distribuzione S.p.A. relativi all'esercizio 2022:

	2022	2021	variazioni	
 DATI ECONOMICI (milioni di euro)				
Ricavi	7.204	7.380	(176)	(2,38%)
Margine Operativo Lordo	3.674	3.523	151	4,29%
Ammortamenti e impairment	(1.358)	(1.347)	(11)	0,82%
Risultato Operativo	2.316	2.176	140	6,43%
Risultato Netto	1.400	1.288	112	8,70%
 DATI PATRIMONIALI (milioni di euro)				
Capitale investito netto	17.797	15.334	2.463	16,06%
Posizione finanziaria netta	(12.863)	(10.682)	(2.181)	20,42%
Patrimonio Netto	4.934	4.672	262	5,61%
 DATI OPERATIVI				
Energia elettrica vettoriata (TWh) *	219,98	226,90	(6,92)	(3,05%)
Clienti finali serviti (milioni)	31,70	31,56	0,14	0,44%
Connessioni passive permanenti e temporanee (potenza venduta in GW)	5,29	4,90	0,39	7,96%
Connessioni a produttori (potenza in GW)	2,38	1,18	1,20	101,69%
Connessioni passive per mobilità elettrica (n.)	2.754	2.638	116	4,40%
Consistenza finale personale (n.)	15.609	14.706	903	6,14%
Investimenti attività materiali	2.652	2.409	243	10,09%

*Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori; dato 2021 aggiornato

Si rinvia alla successiva sezione "Risultati economico - finanziari" per la definizione e i criteri di determinazione degli indicatori economici e patrimoniali sopra riportati.

Eventi di rilievo del 2022

Piano finanziario della Società 2022

Nel mese di aprile 2022, il Consiglio di Amministrazione, a fronte degli importanti investimenti in digitalizzazione, innovazione e potenziamento delle reti elettriche previsti dal piano di sviluppo della rete, per il triennio 2022-2024, nonché al fine di ottimizzare la struttura finanziaria e minimizzare gli oneri finanziari, ha approvato il piano finanziario per l'anno 2022 per la copertura dei fabbisogni della Società.

La realizzazione di tale piano ha previsto per il 2022:

- il rinnovo dei finanziamenti decennali verso Enel Italia S.p.A. in scadenza nel 2022, aventi un importo complessivo pari a 5,5 miliardi di euro.
Il primo, pari a 3,5 miliardi di euro, è stato rinegoziato ad aprile 2022, con tasso fisso semestrale pari a 2,52% e rimborso della quota capitale a scadenza (2032).
Il secondo, pari a 2 miliardi di euro, è stato rinegoziato ad ottobre 2022, con tasso variabile semestrale (euribor 6 mesi) più spread 1,80% e rimborso della quota capitale a scadenza (2029).
- L'accensione di nuovi finanziamenti con Enel Italia S.p.A. a breve e medio-lungo termine: nel mese di luglio, Enel Italia S.p.A. ha concesso un finanziamento di 1,5 miliardi di euro sotto forma di Linea di Credito Revolving, della durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (euribor 3 mesi) più spread 0,62% e rimborso della quota capitale a scadenza; nel mese di novembre, Enel Italia S.p.A. ha concesso un finanziamento di 850 milioni di euro, con tasso semestrale variabile (euribor 6 mesi) più spread 2,69% e rimborso del 50% del finanziamento in quote capitali costanti a partire dal 2025 ed il restante 50% a scadenza (2032).
- La sottoscrizione del secondo contratto di finanziamento tra e-distribuzione e la Banca Europea degli Investimenti ("BEI"), afferente al progetto e-Grid Electricity Network Upgrade, per un importo pari a 300 milioni di euro, a valere sulla linea di credito di 600 milioni di euro concessa nel 2021 da BEI a e-distribuzione, con tasso variabile semestrale (euribor 6 mesi) più spread pari a 0,473% e rimborso del capitale a partire dal quinto anno dalla data di erogazione del prestito.

Bandi PNRR

La Società, nel mese di settembre 2022, ha presentato al Ministero della Transizione Ecologica (MITE), oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), 31 candidature progettuali ai Bandi PNRR per le reti di distribuzione, pari a oltre 3.950 milioni di euro (di cui 17 progetti per attività di "Rafforzamento Smart Grid" per oltre 3.600 milioni di euro e 14 progetti per "Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica", del valore di oltre 350 milioni di euro).

Nel mese di dicembre 2022, con due diversi Decreti Direttoriali, la Società si è aggiudicata 24 progetti per oltre 3.530 milioni di euro: oltre 3.200 milioni di euro saranno destinati alle iniziative di realizzazione Smart Grid, su 13 progetti, ripartiti tra integrazione delle rinnovabili ed elettrificazione consumi, mentre 275 milioni di euro saranno destinati ad iniziative per l'incremento della resilienza, ripartiti su 11 progetti.

Approvazione Piano Industriale 2023-2025

Il Consiglio di Amministrazione del 17 novembre 2022 ha approvato il Piano Industriale 2023-2025 della Società che è stato elaborato sulla base delle previsioni della Società relative all'evoluzione dello scenario macroeconomico ed energetico del Paese.

Le linee strategiche del Piano sono:

- Generazione Distribuita, con focus sulla previsione di incremento delle connessioni di impianti principalmente attinenti alle fonti rinnovabili;

- Smart Grid ed Elettificazione, con particolare riferimento al piano di investimenti sulla rete, per tipologia ed area geografica;
- Flessibilità, esponendo il piano di upgrade di connettività e la smartizzazione degli impianti, in quanto fattori che abilitano una gestione evoluta delle risorse distribuite, e favoriscono la creazione di nuovi servizi per il sistema e per gli operatori di mercato;
- Resilienza Climatica, con focus sugli investimenti, previsti per area, che incrementeranno la resilienza della rete necessaria per far fronte agli eventi meteo estremi, sempre più frequenti, dovuti al cambiamento climatico.

Le principali leve di intervento utilizzate da e-distribuzione per favorire la transizione energetica, potenziando la rete e la crescita sia industriale che organica della Società, sono lo sviluppo infrastrutturale, l'eccellenza operativa e il personale.

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 2021, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2020 (delibera n. 153/2022/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2022, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2021 (delibera n. 193/2022/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2023.

Con le delibere n. 720/2022/R/eel e n. 721/2022/R/eel sono stati aggiornati per l'anno 2023 i corrispettivi delle tariffe obbligatorie da applicare ai clienti finali domestici e non domestici.

Con la delibera n. 271/2021/R/com, l'Autorità ha avviato il procedimento volto all'introduzione, dal 2024, di un nuovo meccanismo di riconoscimento dei costi per i servizi infrastrutturali (c.d. ROSS, regolazione per obiettivi di spesa e servizio). Nel 2022 sono stati pubblicati i relativi documenti di consultazione n. 317/2022/R/com e n. 655/2022/R/com. Con la delibera n. 527/2022/R/com, l'Autorità ha inoltre avviato il procedimento volto all'introduzione, dal 2026, della configurazione del ROSS-integrale (basata su analisi di business plan predisposti dalle imprese e validati dall'Autorità).

Visto il perdurare della straordinaria dinamica dei prezzi dell'energia, nel corso di tutto il 2022, in occasione degli aggiornamenti trimestrali, l'Autorità è intervenuta in via straordinaria annullando gli oneri generali di sistema per tutte le tipologie di clienti e potenziando i bonus sociali. In particolare, in materia di bonus sociali, tenuto conto di quanto previsto dalla normativa primaria, con delibera n. 380/2022/R/com, l'Autorità ha approvato le modalità applicative per il riconoscimento dei bonus ai nuovi aventi diritto (ISEE compreso tra gli 8 mila e 12 mila euro) e agli aventi diritto rientranti nella fascia ordinaria (ISEE inferiore a 8 mila euro, ma che non avevano percepito il bonus nel corso del I trimestre 2022). Tali misure sono state rese possibili grazie agli stanziamenti del Governo, disposti al fine di contenere gli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.

L'Autorità con la delibera n. 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 n. 461/2020/R/eel, sulla base del modello definito nella delibera n. 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).

Con la delibera n. 119/2022/R/eel l'Autorità ha costituito il meccanismo a regime di riconoscimento degli oneri di rete relativi a risoluzioni contrattuali e lo ha unificato, in particolare nella modalità di presentazione delle istanze, con quello di riconoscimento degli oneri di sistema. In particolare, la delibera conferma l'applicazione di due franchigie per il riconoscimento dei crediti relativi agli OdR. Ciò, da un lato per incentivare una gestione efficiente del credito da parte del distributore (prevedendo una percentuale di riconoscimento sugli accordi transattivi stipulati direttamente proporzionale alla quota di credito rinunciata) e dall'altro per sterilizzare quanto già remunerato dal sistema tariffario (prevedendo invece in questo caso una soglia da decurtare pari allo 0,00225% del ricavo ammesso annuo).

La delibera prevede a regime la presentazione dell'istanza entro maggio di ogni anno e la liquidazione nel mese di settembre, mentre esclusivamente per il 2022 l'istanza è stata presentata a luglio e la relativa liquidazione è avvenuta a novembre.

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 n. 568/2019 e n. 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.

Con il documento di consultazione n. 515/2021, ARERA ha delineato alcuni orientamenti per il completamento, con aspetti innovativi, della regolazione tariffaria dell'energia reattiva 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 secondo un approccio tariffario "ad aree" rifletta l'intensità degli impatti dell'immissione e prelievo di energia reattiva sul sistema.

Con la delibera n. 232/2022 ARERA ha definito l'applicazione dei corrispettivi per reattiva immessa dal 1° aprile 2023 per i soli clienti MT, BT e DSO sottesi, decidendo misure informative verso i clienti finali in capo a DSO e venditori.

Con la delibera n. 281/2022 l'Autorità ha prorogato fino al 31 dicembre 2022 i vigenti corrispettivi tariffari per la reattiva applicabili per clienti finali e reti AT e AAT, rimandando le valutazioni sui corrispettivi per la reattiva immessa dai DSO di riferimento per consentire il completamento degli studi richiesti al Politecnico di Milano e a Terna.

Con la delibera n. 712/2022 ARERA ha stabilito l'introduzione di corrispettivi per immissioni di energia reattiva in AT e in AAT a partire dal 1° aprile 2023, prevedendo una differenziazione per aree attraverso la definizione di un corrispettivo "base" da applicare sull'intera rete e di un corrispettivo più elevato da applicare nelle "aree omogenee" caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva sulle tensioni di rete. La nuova regolazione verrà completata nei primi mesi del 2023, con la pubblicazione dell'elenco dei punti di prelievo e di interconnessione facenti parte delle aree omogenee e della disciplina per la definizione di deroghe (soglie differenti di scambio reattivo) relative a specificità locali.

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

Con delibera n. 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.

In merito alla possibilità di attivazione del meccanismo di trigger, l'Autorità con delibera n. 654/2022/R/com ha confermato per l'anno 2023 il valore del 2022, non essendosi verificata, per i parametri oggetto di aggiornamento, una variazione superiore a 50 bps rispetto al valore in vigore.

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 2021, che rappresentano il livello dei ricavi riconosciuti per ciascun esercente, sulla base dell'aggiornamento dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2020 (delibera n. 153/2022/R/eel);
- le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2022, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi al 2021 (delibera n. 193/2022/R/eel).

Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2022 saranno pubblicate nel corso dell'anno 2023.

Testo Integrato Settlement (TIS)

Con la delibera n. 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.

Per effetto del notevole incremento del prezzo dell'energia elettrica sui mercati all'ingrosso, l'Autorità è intervenuta con la delibera n. 473/2022/R/eel prevedendo una sessione straordinaria per anticipare a fine dicembre 2022 il conguaglio di load profiling del primo semestre del medesimo anno in cui si era formato un notevole disavanzo finanziario per gli esercenti la maggior tutela.

La delibera n. 698/2022/R/eel ha introdotto modifiche al TIS in materia di profilazione convenzionale dei prelievi e di decorrenza nell'applicazione del trattamento orario al fine di venire incontro alle nuove esigenze di mercato per l'introduzione di meccanismi incentivanti sugli accumuli e sfruttare a pieno i benefici degli smart meter 2G riducendo gli oneri finanziari legati all'attribuzione convenzionale dell'energia (conguaglio load profiling). Nel merito, la delibera ha ridotto le tempistiche del passaggio a trattamento orario dei punti dotati di smart meter 2G ed ha aumentato la frequenza di ricalcolo dei CRPP e IP portandola da quadrimestrale a mensile.

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 delibera n. 724/2022/R/eel l'Arera ha aggiornato, per il triennio 2023-2025, le direttive per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering 2G, confermando anche per il prossimo triennio i criteri principali previsti dalla precedente direttiva (Delibera 306/2019), quali la determinazione delle penalità per ritardi rispetto alle previsioni di messa in servizio e per mancato rispetto lieve dei livelli attesi di performance.

Tra le novità introdotte dalla suddetta delibera, solo in parte applicabili a e-distribuzione in ragione dello stato di avanzamento del Piano e delle modalità di finanziamento dello stesso, vi è la previsione di una tempestiva messa in servizio di misuratori 2G, anche in aree precedentemente non interessate dalla fase massiva, a fronte di richieste di sviluppo dell'autoconsumo attraverso gli schemi collettivi, come gli autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente in edifici e condomini o in comunità di energia rinnovabile.

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 n. 213/2020/R/eel l'ARERA aveva introdotto alcune modifiche transitorie alla regolazione dei sistemi 2G prevedendo, in particolare, la sospensione per l'anno 2020 di eventuali penalità per i distributori per mancato raggiungimento del target del 95% dei volumi cumulati di installazione dei contatori 2G prevedendo che i piani di installazione per il secondo semestre 2020 avessero solamente valore indicativo.

A seguito del protrarsi dell'emergenza Covid-19, con la delibera n. 349/2021/R/eel l'ARERA aveva esteso alcune di queste deroghe transitorie alla regolazione dei sistemi 2G anche al 2021 prevedendo la riduzione dei target di installazione dei misuratori 2G al di sotto del quale applicare le penalità; in particolare, per i distributori che avevano avviato il piano di installazione negli anni precedenti al 2021 (tra cui e-distribuzione), l'Autorità aveva 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 n. 601/2022, per tenere conto degli effetti della pandemia Covid-19 che ha comportato una forte carenza di semiconduttori, l'ARERA ha reintrodotto la sospensione delle penalità per mancato avanzamento del piano per il 2022 e ha confermato, ferme restando le tempistiche di messa in servizio definite dalle Direttive 2G, che per gli anni 2022 e 2023 i piani di installazione della fase massiva siano da considerarsi indicativi.

Con la stessa delibera ARERA ha previsto un'azione di monitoraggio in merito all'evoluzione della carenza di semiconduttori e della disponibilità di misuratori 2G e ai conseguenti impatti economici, riservandosi di estendere con un successivo provvedimento ad anni successivi, in tutto o in parte, le misure transitorie finora adottate in base alle risultanze di tali attività di monitoraggio.

Con la delibera n. 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 n. 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*.

Con la delibera n. 121/2022/R/eel, ARERA ha sospeso per il 2022 la disposizione del comma 4.6 del TICA in materia di predisposizione da parte delle imprese distributrici dei piani di sviluppo delle proprie reti con scadenza 30 giugno, per tenere conto delle nuove disposizioni introdotte dall'art. 23.5 del D.Lgs 210/21 e ha dato avvio al procedimento relativo alle nuove funzioni e responsabilità dei DSO e dei relativi piani di sviluppo.

Infine, l'Autorità ha modificato il TICA con delibere n. 128/2022/R/eel e n. 674/2022/R7efr estendendo l'ambito di applicazione del Modello Unico (DM 19 maggio) per la connessione alla rete elettrica degli impianti solari fotovoltaici fino a 200 kW.

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 n. 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.

Con la delibera n. 117/2022/R/eel l'Autorità è intervenuta perfezionando la disciplina inerente alla regolazione delle perdite di energia elettrica sulle reti di trasmissione e distribuzione per il biennio 2022-2023, stabilendo i nuovi fattori percentuali convenzionali da applicare sia alle perdite commerciali sia ai fini del settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali a decorrere dal 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 n. 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, dall'1 gennaio 2019 all'1 luglio 2019.

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

Successivamente, con la delibera n. 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022, ARERA ha approvato il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD) che disciplina le modalità definitive per la valorizzazione dell'autoconsumo diffuso per tutte le configurazioni previste dai decreti legislativi 199/21 e 210/21. Il TIAD fa seguito e sostituisce la delibera 318/2020/R/eel a partire dall'ultima data tra il 1° marzo 2023 e la data di entrata in vigore del decreto del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica previsto dall'articolo 8 del decreto legislativo 199/21, recante le disposizioni in merito agli incentivi per la condivisione dell'energia elettrica.

Con la delibera n. 450/2022/R/eel, l'Autorità ha stabilito un meccanismo automatico per il recupero degli importi dovuti e non versati da parte dei gestori di SDC a seguito della ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC. Inoltre, a seguito del DCO 288/2022/R/eel, con la delibera n. 573/2022/R/eel, l'Autorità ha aggiornato la definizione di Sistema Semplice di Produzione e Consumo, ai sensi del D.Lgs 199/21 e del 210/21, modificando il TISSPC in materia di autoconsumo in sito e a distanza mediante l'utilizzo di collegamenti privati. Infine, con delibera n. 556/2022/R/eel, l'ARERA ha modificato il TISDC al fine di attuare quanto disposto dal D.Lgs 210/21 in materia di realizzabilità di nuovi SDC e di modifica all'ambito territoriale degli SDC esistenti.

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 n. 330/2020/R/com e n. 386/2021/R/com, con la delibera n. 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 e 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.

Con sentenze n. 35 e 36 del 2 gennaio 2023, il Tar Milano ha accolto i ricorsi di due imprese di distribuzione gas e conseguentemente ha annullato gli artt. 5 e 6.4 dell'allegato A della delibera ARERA n. 603/2021, in base ai quali spetta al DSO indicare la sussistenza di cause ostative al maturarsi della prescrizione ogniqualvolta comunichi dati di misura riferiti a consumi ultra-biennali.

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 dinanzi al Tar Milano o al Consiglio di Stato sono stati respinti o ritirati nel corso del 2022.

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 (ora solo a CSEA), 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.

La delibera n. 50/2018/R/eel è stata aggiornata con la delibera n. 119/2022/R/EEL che, come detto in precedenza, ha introdotto un meccanismo di reintegro unico degli oneri di sistema e oneri di rete non riscossi dai venditori inadempienti, lasciando però sostanzialmente invariate le logiche di riconoscimento degli oneri di sistema.

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 Consiglio di Stato. 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 n. 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 n. 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 n. 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 ed adeguata del rischio credito sotteso, anche nel caso dell'utilizzo del giudizio di *Rating*, e rendere più affidabili le fidejussioni assicurative.

Il provvedimento è stato però impugnato al TAR ad ottobre 2020 da un trader e da un'associazione venditori (Gala ed AIGET) in quanto conferma l'obbligo degli utenti del trasporto di versare tutti gli oneri di sistema ad essi fatturati a prescindere dall'effettivo incasso, a loro dire in contrasto con le sentenze amministrative che si sono espresse sul tema nel 2017. Nell'ottobre del 2022, anche a seguito del ricorso in appello contro la delibera n. 109/2017 respinto dal Consiglio di Stato, Gala ha depositato la dichiarazione di sopravvenuta carenza di interesse nel giudizio in oggetto.

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 n. 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 n. 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 n. 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.

Infine, con la delibera n. 283/2022/R/eel, l'ARERA ha prorogato al 30 settembre 2022 la scadenza per la richiesta di ammissione di nuovi interventi al meccanismo incentivante definito dal TIQE, per minimizzare gli effetti di sovrapposizione con gli interventi con finanziamento PNRR, missione 2, componente 2, investimento 2.2 per i quali è stato pubblicato l'8 giugno 2022 il relativo decreto del Ministro della Transizione Ecologica.

Con la delibera n. 231/2022/R/com l'Autorità ha aggiornato le modalità di verifica dei dati di qualità commerciale. In particolare, ARERA ha esteso il metodo statistico, già applicato al primo controllo in fase di verifica dei dati, anche al secondo controllo, svolto nel caso in cui il distributore rifiuti gli esiti del primo. L'Autorità ha inoltre definito l'entità dei campioni che vengono estratti in fase di verifica, rivisto gli importi unitari delle penalità applicate a eventuali prestazioni non conformi o non valide e definito una riduzione del 25% delle penalità applicate in esito al secondo controllo.

Servizi ausiliari e sistemi di accumulo

Con la delibera n. 109/2021, e le successive modifiche apportate con le delibere n. 285/2022 e n. 472/2022, l'ARERA ha definito le modalità di misurazione dell'energia negativa ovvero di quella parte di energia prelevata al fine di alimentare i servizi ausiliari o finalizzata alla carica di un sistema di accumulo per la successiva re-immissione in rete. 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 n. 560/2021, l'ARERA ha posticipato al 1° gennaio 2023 l'applicazione della

regolazione per completare la definizione dei suddetti algoritmi di misura. L'energia negativa non è soggetta a contratti di trasporto e dispacciamento.

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 n. 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 n. 540/2021/R/eel che riguarda gli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione con potenza ≥ 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.

A seguito dell'indisponibilità sul mercato dei dispositivi CCI, l'ARERA con la delibera n. 730/2022/R/eel ha differito le scadenze previste originariamente sia per quanto riguarda gli obblighi in fase di attivazione impianto che le scadenze per l'ottenimento dei contributi di ristoro per il retrofit.

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 n. 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 n. 352/2021/R/eel che fissa le condizioni per l'avvio di tali progetti che avranno valenza di "regolazione pilota", e che devono 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.

La Società ha predisposto un progetto denominato EDGE (Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di e-distribuzione) e ha avviato il 15 dicembre 2022 la fase di consultazione pubblica, che si concluderà il 31 gennaio 2023. A valle della consultazione pubblica, il progetto EDGE dovrà essere inviato all'Autorità per l'approvazione, corredato dalla versione definitiva dello schema di regolamento proposto, e potrà essere avviato solo a seguito dell'approvazione del regolamento da parte dell'Autorità, che può richiedere modifiche.

L'esito della sperimentazione 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. In tal senso, ARERA ha già previsto l'inserimento nel nuovo Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) – attualmente in fase di consultazione attraverso il DCO n. 685/2022/R/eel - di sezioni dedicate all'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte delle imprese distributrici.

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.

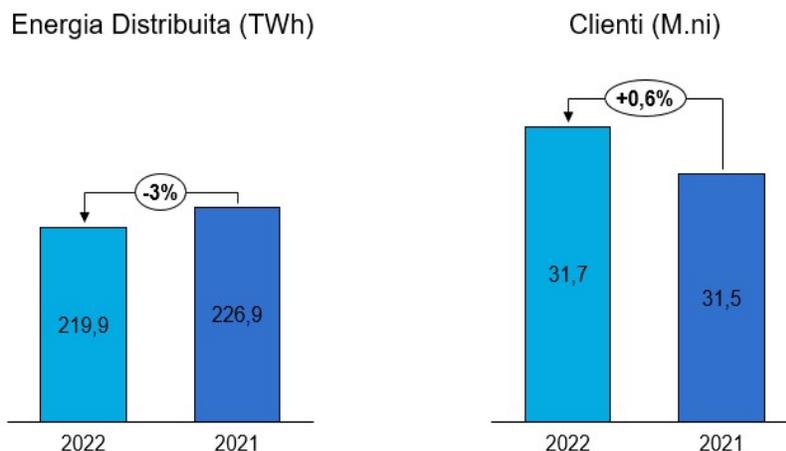
Il meccanismo prevede la definizione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico (o MISE) degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

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 n. 292/2022/R/efr l'Autorità ha determinato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2021. Tale contributo risulta pari alla somma del contributo tariffario unitario (pari al cap di 250€/TEE) e del contributo addizionale unitario (pari a 3,44 €/TEE).

Andamento operativo

Premessa



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

e-distribuzione si rivolge a circa 31,7 milioni di clienti del mercato finale (libero, salvaguardia e maggior tutela) ai quali ha distribuito nel 2022 complessivamente 217,1 TWh (223,9 TWh dato aggiornato 2021) e circa 2,88 TWh a circa 900 distributori di energia elettrica (3,0 TWh dato aggiornato 2021). Ha inoltre rilevato circa 0,4 TWh di consumi per usi propri (0,4 TWh dato 2021).

Il decremento dell'energia distribuita nel 2022, pari al 3% rispetto all'esercizio precedente, risulta in linea con l'andamento della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2022, è stata pari a 316,8 TWh rispetto ai 319,9 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2021).

La liberalizzazione del mercato elettrico ha generato un forte impulso alla dinamica della clientela di e-distribuzione con la gestione di 6,9 milioni di Switching di cui:

- il 31,9% di Switching da Maggior Tutela a Mercato Libero
- il 2,6% di Switching per rientro a Maggior Tutela
- il 65,5% di Switching nel Mercato Libero.

Si è determinato un passaggio di circa 800 mila ulteriori clienti dal mercato di maggior tutela al mercato libero.

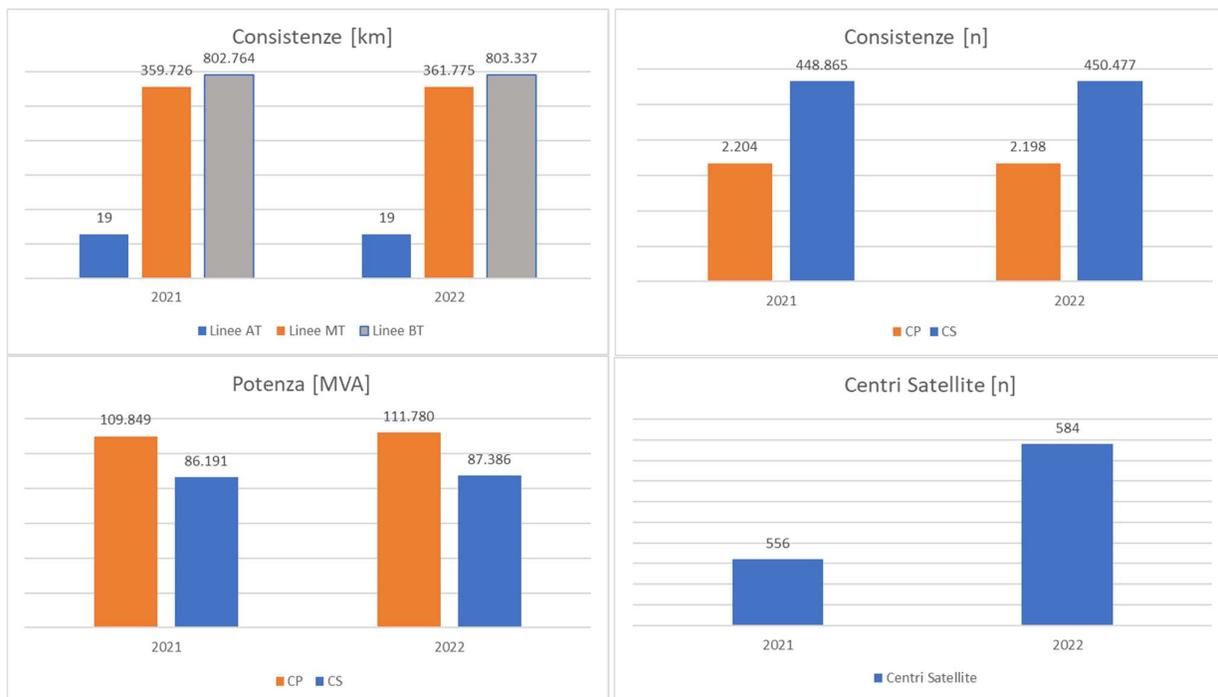
Nel corso del 2022 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 5,29 GW (circa 4,90 GW al 31 dicembre 2021) di cui:

- 3,83 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 3,78 GW per contributi a forfait e 0,05 GW per contributi a preventivo);
- 1,46 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,2 GW per contributi a forfait e 0,26 GW per contributi a preventivo).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2022 è la seguente:



Fonte dati: AIRE. Dati 2021 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 nuovi piani 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 2022 si conferma la percentuale di oltre l'80% di rete MT esercita a neutro compensato con Bobina di Petersen e 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.

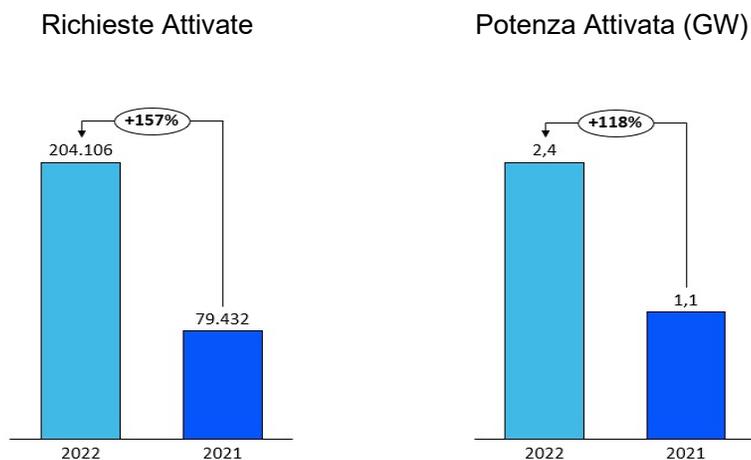
Inoltre, nel corso del 2022 sono andati avanti i progetti sperimentali finalizzati alla misura ed il controllo da remoto dei produttori connessi sulla rete di e-distribuzione S.p.A. (Generazione Distribuita) nell'ottica della gestione della "Rete Attiva" e delle future "Smart Grid".

Sono stati inoltre consolidati i processi riguardanti le ispezioni linea attraverso droni e la rappresentazione attraverso il "gemello digitale" della rete elettrica di distribuzione su scala nazionale.

e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2022 ha diffuso l'utilizzo del drone su tutte le strutture territoriali finalizzato all'ispezione mirata di linee elettriche. È stata inoltre condivisa la partnership con ENAV per l'ampliamento delle condizioni e modalità di utilizzo del drone ed in particolare per la sperimentazione del suo utilizzo per ispezioni a lungo raggio, con l'obiettivo di avere un minor impatto sull'ambiente.

Nel corso del 2022, inoltre, è diventato ancor più centrale il Progetto *Digital Twin* dotando tutte le strutture territoriali di e-distribuzione di Laser Scanner Terrestri per la scansione delle Cabine di trasformazione MT/BT. L'obiettivo è la ricostruzione dell'infrastruttura fisica su layer digitale, per consentire una maggiore efficienza operativa nella sostituzione della componentistica agevolando anche le azioni di sopralluogo mediante il "Sopralluogo Virtuale".

Generazione Distribuita



Nel corso del 2022 si è registrato un aumento della generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione, rispetto all'esercizio 2021. Nel 2022 sono stati connessi alla rete di e-distribuzione circa 204,1 mila impianti (79,5 mila nel 2021), per una potenza di circa 2,38 GW di cui oltre il 95% in MT - BT, così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 1,97 GW
- eolico: 153 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 6 MW
- biogas: 11 MW
- idraulica: 45 MW

- altre fonti 202 MW

Sono state eseguite al 31/12/2022 complessivamente 1.159.637 attivazioni, per una potenza di connessione complessiva pari a 34,1 GW: risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 28,60 GW.

Si riporta di seguito il dettaglio delle attivazioni effettuate al 31 dicembre 2022, distinto a livello territoriale:

Regione	Region	Area Regionale	n° attivazioni	potenza attivata (GW)
Emilia-Romagna	ERM	nord	116.812	3,2
Friuli-Venezia Giulia	VFG	nord	44.667	0,9
Liguria	PIL	nord	12.729	0,3
Lombardia	LOM	nord	195.051	4,5
Piemonte	PIL	nord	86.977	3,1
Veneto	VFG	nord	182.524	3,3
Abruzzo	AMM	centro	28.801	1,2
Lazio	LAZ	centro	63.849	1,5
Marche	AMM	centro	39.744	1,3
Molise	AMM	centro	5.710	0,5
Sardegna	SAR	centro	47.891	1,2
Toscana	TOU	centro	63.813	1,6
Umbria	TOU	centro	24.555	0,6
Basilicata	PUB	sud	12.750	1,0
Calabria	CAL	sud	34.973	1,4
Campania	CMP	sud	49.571	1,7
Puglia	PUB	sud	71.153	4,0
Sicilia	SIC	sud	78.067	2,7
Totale			1.159.637	34,1

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

Il 2022 è stato caratterizzato dall'aumento generale delle richieste di connessione e in particolare delle richieste MT, in linea con lo sviluppo di un modello focalizzato alla riduzione dei tempi di ricarica e pertanto incentrato sullo sviluppo di stazioni di ricarica fast e ultrafast.

In tutto l'anno sono state eseguite:

- n. 2.572 nuove connessioni BT con una potenza connessa di 102 MW, in linea con il 2021;
- n. 182 connessioni MT (+628% rispetto al 2021) per una potenza connessa di 82 MW (+645% rispetto al 2021).

A livello Nazionale, delle circa 10.600 connessioni progressive totali al 31 dicembre 2022, il 68% è concentrato nel Nord e Centro-Nord. Si registra comunque un aumento medio rispetto al 2021 delle richieste di connessione su tutto il territorio nazionale:

- Nord +74%,
- Centro +25%
- Sud e Isole +55%.

Per il 2023, sono previste 3.500 nuove connessioni per mobilità elettrica.

Qualità del servizio tecnico

Nel corso del 2022 e-distribuzione S.p.A. ha continuato, seppur con dei rallentamenti legati alla pandemia da Covid-19 e alle note difficoltà di approvvigionamento dei materiali, 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 2022, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2023 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 2022, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un andamento in miglioramento rispetto al 2021 e pressoché in linea al 2020 benché durante l'anno si siano verificati fenomeni metereologici rilevanti, concentrati nei mesi estivi, sia sotto forma di ondate di calore che di fenomeni temporaleschi violenti.

In linea a tali previsioni per il 2022, 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

Nel 2022 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali.

Appalti, Materiali e Logistica

Per la gestione degli Appalti, nel corso del 2022 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:

- per tutte le reportistiche è stata data la possibilità di fare estrazioni massive con consegna all'utente via mail dell'estrazione con un conseguente risparmio di tempo.
- Possibilità di gestione delle Richieste di Acquisto (di seguito anche RdA) relative a contratti Prescritti
- Evolutive sul Tracking Gara per permettere di monitorare tutte le fasi di gara.

È stata sviluppata, la posizione di tipo Testo nelle RdA previsionali che permetterà di tracciare in SAP le principali informazioni da trasmettere a Global Procurement quali:

- Caratteristica contrattuale
- Oggetto Sintetico
- Percentuale Tolleranza
- Opzioni
- Presenza del DPA (Discount For Programmed Activities)

La fase 2 dello sviluppo è prevista nel 2023.

All'interno del progetto GBS "Smart Execution" la Società ha finalizzato la definizione dei requisiti tecnici, l'esecuzione dei collaudi e la formazione relativa alle nuove funzionalità e processi:

- RLET "Lecture Massive"
- Gestione utenza a consuntivo

Per entrambe le attività è stata avviata la fase pilota nell'ultimo trimestre 2022.

All'interno del progetto GBS "Demand Plan" sono stati definiti i requisiti per lo sviluppo dell'applicativo omonimo che gestirà tutta la fase di predisposizione e gestione dei Needs relativi ad Appalti di Materiali/Servizi/Lavori e alla successiva generazione delle RdA Previsionali.

Sono state sviluppate diverse dashboard in Power BI al fine di calcolare automaticamente, sulla base degli importi consuntivati, gli indennizzi sui contratti di appalto di lavori previsti dal D.L. n. 73/2021, art.1-septies, e s.m.i. (Decreto Sostegni Bis) e dal D.L. 50/22 (Decreto Aiuti) e s.m.i.

Inoltre, sono state sviluppate ulteriori dashboard per il monitoraggio:

- dei cantieri (lavori programmati/guasti/gestione utenza) e delle relative risorse impegnate;
- dell'avanzamento delle LCL (Lettere consegna Lavori) e relative contabilizzazioni;

- delle Risorse presenti nei cantieri per la verifica delle Strutture Tecniche Operative previste contrattualmente.

Nell'ambito del progetto Digitaly - Open Portal, con lo scopo di semplificare ed ottimizzare i processi, si è continuato a sviluppare nuove funzionalità relative alla gestione:

- "full file" delle LCL
- delle pubblicazioni di Maestranze e Mezzi
- Ambientale

È stata eseguita in parallelo la formazione agli utenti propedeutica alla fase pilota che è stata avviata ad ottobre 2022 garantendo assistenza ai colleghi del territorio impattati.

Nell'ambito del progetto Digitaly – Smart Control, ed in collaborazione con l'unità Qualità Sicurezza e Ambiente, si è continuato a sviluppare nuove funzionalità relative a:

- Gestione cruscotti di creazione strategie e controlli in corso d'opera / di collaudo di qualità e quantità;
- Calcolo degli indicatori CO (controlli in corso d'opera) / CL (controlli al fine del collaudo);
- Sviluppi di nuovi report per il monitoraggio di quanto riportato nei precedenti punti;
- l'applicativo mobile E-Site Controller che permette di eseguire le verifiche in campo tramite lo smartphone.

È stata eseguita in parallelo la formazione agli utenti propedeutica alla fase pilota che è stata avviata ad ottobre 2022 garantendo assistenza ai colleghi del territorio impattati.

Con riferimento al Progetto ASID 2021 (portato a compimento nel mese di gennaio 2022), a valle di esso è iniziata la Fase 2 la cui finalità è quella di rendere quanto più possibile indipendenti i sistemi dalla struttura organizzativa al fine di ottimizzare costi e tempi qualora avvenisse una nuova riorganizzazione.

Le attività relative alla Fase 2 con impatti sui sistemi gestiti dall'Unità AML hanno riguardato la stesura dei requisiti funzionali/tecnici e l'avvio dei collaudi relativi alle funzionalità modificate dalla consulenza.

Per la gestione dei Materiali, nel corso del 2022, sono state fondamentalmente corretti anomalie e defect sugli applicativi in uso. Nella fattispecie:

- COSMO - correzione anomalie e defect;
- FINE MATERIALI – correzione di anomalie e defect per ottimizzare il funzionamento e l'esperienza utente; piccole evolutive - passaggio in platform prima wave (progetto DH);
- ADELE – terminate a gennaio 2022 con ASID le code degli sviluppi 2020/21, che hanno riguardato l'integrazione full della tipologia di contratto Lettere d'incarico e conseguentemente la correzione delle anomalie precedentemente emerse e la risoluzione dei defect ad ottimizzare il funzionamento e l'esperienza utente;
- MATERIAL SMART TRACKING Progetto in ambito Grid Blue Sky – Nel corso del 2022 ci sono state numerose attività di predisposizione dei sistemi informatici per attivare la tracciatura dei materiali dalla loro consegna fino alla posa in opera. Questo nuovo processo ha consentito, già nel corso del 2022, di eseguire l'accettazione "smart" dei materiali consegnati dalle Piattaforme ai magazzini di 2° livello ed i trasferimenti di materiali tra questi ultimi; nel corso del 2022 è iniziata anche la realizzazione dei nuovi applicativi per la gestione degli inventari dei materiali presso i magazzini di 2° livello (sia e-d che appaltatore) che a regime diventeranno parte integrante del processo di gestione dei materiali tracciati;

- MATERIAL SHIPMENT (MSH) – miglioramento funzionale, gestione spedizioni internazionali, transitorio attivazione/disattivazione materiale tracciato e correzione defect.

Relativamente alla Logistica sono state risolte alcune anomalie in SAP EM (TRA.CE) e sono stati avviati gli sviluppi relativi alla platformizzazione dell'applicativo LMS.

Qualità, Sicurezza e Ambiente

Nel corso del 2022 sono state sviluppate diverse evolutive sull'applicativo aDAM/MaDAM per consentire di sviluppare a pieno le potenzialità del programma di gestione delle dotazioni (DPI ed utensili) assegnate al personale di e-distribuzione. In particolare, è stato reso disponibile il monitoraggio della gestione, attraverso la possibilità di estrarre report a vari livelli, compreso il controllo delle dotazioni minime dei DPI al personale sulla base del profilo professionale posseduto. Sono state inoltre sviluppate evolutive che entreranno in esercizio nel 2023, riguardanti l'inserimento dell'attributo "taglia" nel vestiario, la possibilità di effettuare caricamenti massivi e selezioni multiple, la possibilità di modificare alcuni attributi delle dotazioni, la correzione di alcuni bug di programma e l'inserimento della funzionalità lavaggi dei DPI.

L'applicativo aDAM è integrato con Smart Control (SCAN ed e-site controller/worksites) per le attività di verifica e controllo idoneità delle dotazioni del personale e-distribuzione.

A fine 2022 è stato completato lo sviluppo dell'Intelligenza Artificiale a servizio dell'APP5RO (applicativo per la gestione della corretta applicazione delle 5 Regole d'Oro per la sicurezza elettrica), relativamente alla verifica desk delle foto caricate dagli operatori in campo. L'entrata in esercizio è prevista per l'inizio del 2023 e consentirà di ridurre drasticamente l'impegno del personale tecnico nella verifica delle foto, in quanto è in grado di effettuare un primo screening della bontà delle stesse.

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 per il processo di pianificazione economica nell'applicativo PLANET e per il processo di pianificazione tecnica nell'applicativo Grid+ all'interno del progetto Grid Blue Sky.

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 migliorare le prestazioni, prevenire e ridurre i guasti della rete stessa.

In particolare, il tool è in grado di analizzare lo stato della rete secondo un processo analitico ed omogeneo a livello nazionale con l'obiettivo di individuare soluzioni tecniche volte a garantire un miglioramento delle prestazioni della rete di distribuzione. Nel 2022 il modulo di analisi rete di Grid+ è stato integrato con ulteriori sviluppi finalizzati al miglioramento delle analisi per carico con l'aggiunta dei nuovi calcoli elettrici di rete implementati dalla room di Electrical Flow.

Inoltre, è stato rilasciato un tool di Artificial Intelligence in grado di effettuare analisi predittive sulla guastabilità degli elementi della rete elettrica con l'obiettivo di ottimizzare gli investimenti e garantire un'allocazione delle risorse con logica data driven.

Nel mese di luglio 2022 è stato effettuato il primo rilascio del tool di pianificazione tecnica, con una prima integrazione del Pannello Unico Cartografico (PUC), consentendo la gestione tecnica delle richieste di connessione all'interno della vestizione di progettazione P3.

Infine, nel Modulo Pianificazione tecnica di Grid+ è stata aggiunta una nuova entità denominata Weak Point, al fine di garantire a sistema il legame tra la soluzione tecnica individuata e le criticità rilevate dal tool di analisi rete.

Le attività di sviluppo del tool di pianificazione tecnica sono tutt'ora in corso e si prevede il rilascio della full solution nel corso del 2023.

Manutenzione Rete e Supporto Tecnico-Sistemi di Rete e Supporto Operativo

Nell'ambito dei sistemi di Rete e dei sistemi Cartografici sono state sviluppate, collaudate e attivate fra le altre:

- Le funzionalità previste nella Agile Room GBS del sistema PUC che sono terminate nel giugno 2022.
- Dal luglio 2022, a seguito della chiusura dell'Agile Room GBS, è stata rafforzata l'attività di Supporto Operativo al PUC (il nuovo sistema Cartografico che ha preso posto di SIGRAF), con la creazione, in collaborazione con DH, di un gruppo dedicato per analizzare e risolvere le anomalie ed i vari problematiche aperti dai colleghi del territorio durante il normale utilizzo del prodotto. Altresì è stata portata avanti l'attività di sviluppo e collaudo per tutti quei miglioramenti che sono stati ritenuti necessari anche a valle delle segnalazioni del territorio.
- Completato il collaudo "dell'algoritmo" di riposizionamento geografico massivo delle Reti BT/MT della Regione Calabria, MAGNET (ex P.o.C. SiGraf), per PUC/AGUI.
- Completato e messo in produzione una prima parte dell'editing di Rete da mobile (NetNav Global), solo ReteBT.
- È proseguita l'attività della Room Agile GBS per NET (P3) ed il continuo confronto ed integrazione con le altre Solution previste nel Progetto GBS.

Nell'ambito dei sistemi operativi e applicazione WFM, il 2022 ha visto un forte impegno dell'unità in molte iniziative sia come soggetto (Owner), sia come supporto ai collaudi di altre iniziative. Nel 2022 ha visto il completamento del piano di roll-out di ADS, che nel 2023 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 maggio-giugno 2023 sarà distribuito presso il nostro personale operativo sul territorio a valle della assegnazione del contratto di fornitura previsto nel primo quadrimestre del 2023.

Sono proseguite le attività riguardanti i collaudi per il progetto di GU per impresa che ci 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 Force Beat), Agenda fase 2, progetto Platform:

- Acquisizione know-how e formazione su prodotto Spring Lab.
- Formazione e produzione di guide/tutorial con prodotto new-wired su Force-Beat.
- Proseguimento della migrazione profili Force-Beat da SMILE-tools a Compac/One click.

Relativamente al progetto WFM nel 2022 sono stati eseguiti i collaudi e i conseguenti rilasci di diverse versioni di TOM, WOL, per la gestione delle attività di gestione utenza da parte dei colleghi sia in ambiente SMILE che in ambiente BEAT

e del rilascio della applicazione per la gestione della delibera n. 558 di AREA per l'attivazione degli impianti di produzione senza l'ausilio della firma cartacea ma con la firma elettronica.

Sono state 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 sia per e-distribuzione che per impresa.

Si elencano i nuovi sviluppi prodotti nell'anno 2022 che hanno richiesto il ciclo completo di analisi, formulazione requisiti, apertura request per le richieste d'implementazione, gestione spazi di progetto con predisposizione dashboard di monitoraggio, stesura schede di test, esecuzione attività di collaudo con tracciatura delle medesime su test execution/schede di test, erogazione formazione in merito a nuove funzionalità, esecuzione collaudi post rilascio in produzione, supporto al territorio con attività di conduzione di esercizio, analisi e monitoraggio per nuove funzionalità rilasciate:

- ADEGUAMENTO TEMPI STANDARD PER ESECUZIONE ATTIVITÀ: job per rimodulazione tempi/quantità per ciclo di lavoro in Force-Beat al fine di ottimizzare l'esecuzione di attività modificando i tempi standard con tempi più aderenti alle effettive necessità.
- EVOLUZIONE NUOVA GU IMPRESA: insieme delle richieste necessarie a far evolvere il processo di attribuzione lavori di GU a personale terzi.
- EVOLUZIONE PROCESSO RLET MASSIVE: modifica del processo di gestione delle letture massive affidate a terzi con emissione da cruscotto Work-beat e consuntivazione di prestazioni e materiali in SAP/Open Portal.
- EVOLUZIONE PROCESSO VIRTUAL VISIT: completamento e ottimizzazione del processo utile ad effettuare visite virtuali in campo mediante il dispositivo del cliente.
- EVOLUZIONI IN TOM NECESSARIE PER ADEGUAMENTO AUTHORITY: insieme degli sviluppi necessari per adeguamento a delibere authority del processo e/o del software TOM.
- MANUTENZIONE DATI DI STATO: attività continua di produzione dei dati di stato per alimentare il DB di TOM e di Force-Beat.
- MIGLIORAMENTO DEL PROCESSO DI INTEGRAZIONE TRA FORCEBEAT E SAPHR: insieme degli sviluppi per ottimizzazione del processo di integrazione tra Force-Beat e SAP/HR nonché cambio infrastrutturale dei flussi rilasci giustificativi da file txt (con schedulazione bi-giornaliera) a file xml (in real time).
- NUOVA REPORTISTICA ADS/FB: ottimizzazione dei report Cerberus per monitoraggio operatività in ADS.
- OTTIMIZZAZIONE FUNZIONALITÀ DATA ENTRY: insieme degli sviluppi necessari a far evolvere la funzionalità di Data Entry per recupero in back-end di informazioni da restituire al mondo commerciale a completamento e corredo delle attività eseguite.
- OTTIMIZZAZIONE FUNZIONALITÀ PANORAMICA: insieme degli sviluppi necessari all'integrazione e modifica delle voci di panoramica disponibili in FB per conduzione attività di programmazione e schedulazione delle attività.
- OTTIMIZZAZIONE FUNZIONALITÀ POST-ASID: post-ASID 2021 si sono resi necessari alcuni sviluppi per correggere comportamenti errati introdotti in Force-Beat e su Mobile.
- OTTIMIZZAZIONE FUNZIONALITÀ DI SEGREGAZIONE RUOLI: sviluppi necessari a migliorare la segregazione dei ruoli per le attività di verifiche su gruppi di misura.
- OTTIMIZZAZIONE GESTIONE LEGAMI: miglioramento della gestione dei legami tra attività in Force-Beat

- OTTIMIZZAZIONE INTEGRAZIONE CON PIANI DI LAVORO: miglioramento dell'integrazione tra ForceBeat/GESI/ST-WEB sul processo di assegnazione Piani di Lavoro.
- OTTIMIZZAZIONE INTEGRAZIONE FORCE-BEAT/GESI: miglioramento dell'integrazione tra Force-Beat e GESI per la gestione ottimizzata dei ticket di guasto BT.
- OTTIMIZZAZIONE MODELLI DI REPLICA MOBILE/FORCEBEAT: miglioramento dei modelli di replica necessari al trasferimento dei dati tra mobile a back-end Force-Beat.
- OTTIMIZZAZIONE PROCESSO DELLE INCONGRUENZE: analisi e ottimizzazione del processo di incongruenze bloccanti che limita la possibilità di rilascio automatico dei giustificativi verso SAP/HR.
- OTTIMIZZAZIONE PROCESSO DINAMICA: evoluzione continua del processo di schedulazione automatica delle attività in ADS/FB.
- OTTIMIZZAZIONE PROCESSO RCMI-VE: insieme degli sviluppi su dispositivo/back-end Force-Beat per ottimizzare il processo di cambio misuratori a seguito verifiche.
- REDH IN PLATFORM: migrazione infrastrutturale dei flussi di consuntivazione tra Force-Beat e SAP da flussi TIBCO a microservizi in platform.

Nel corso del 2022 l'unità è stata attivamente impegnata all'interno del progetto Grid Blue Sky, in particolare ha contribuito fattivamente alla fase di redazione dei requisiti utente, supporto funzionale allo sviluppo informativo, collaudo, strategia di roll out e follow up per il supporto alle unità territoriali in quanto utilizzatori finali delle solution sviluppate. Di seguito la lista delle solution avviate nel corso del 2022:

- Room Smart Execution:
 - Evoluzione e ottimizzazione applicazioni mobile e loro integrazioni:
 - ME-FA: gestione guasti dal campo
 - ME-RE: Gestione letture dal campo
 - ME-VE: gestione verifiche
 - ME-HR: gestione giustificativi parte alta diario e integrazioni con Sap HR
 - ME-DI: gestione consuntivazioni attività per la corretta contabilizzazione dei costi
 - Remote Assist: gestione assistenza remota con particolare interesse ai controlli di quantità cantiere
 - ME-TP: gestione controllo remoto processo taglio piante comprensivo di back end composto da una controll room per consentire il monitoraggio delle attività svolte in campo
 - ME-CE: gestione programmazione CE
 - ME-WO: walkout, applicazione che consente di agevolare la progettazione e la preventivazione in campo

Per le suddette solution Manutenzione e Supporto tecnico ha curato il piano di roll out, il monitoraggio dei KPI definiti in ambito progetto, la formazione ed il supporto post go-live.

- Room Grid+ Dea: evoluzione piattaforma per la gestione dei lavori di gestione utenza con impatto sulla rete MT oltre alla interfaccia di generazione lavori verso il sistema Sap

- Room POE: nasce per risolvere l'esigenza della pianificazione di tutte le attività operative dell'Asset Owner, Customer Engagement e Asset Operator, ottimizzando l'impiego delle risorse interne, in funzione delle priorità definite in ogni centro di spesa responsabile e pianificando le risorse esterne secondo i termini degli accordi contrattuali attivi. È stato completato il piano di formazione a dicembre 2022 e il suo utilizzo in esercizio sarà disponibile a partire dal primo febbraio 2023 a tutte le Aree
- Journey Produttori: evoluzione con contestuale ottimizzazione del processo di richiesta di connessione alla rete dei clienti attivi e del processo di iter semplificato
- SWIM: evoluzione piattaforma sistemi Mare in SWIM, supporto integrazione con i sistemi gestionali, Work-Beat, Sap e Force-Beat

È stato completato di roll-out di tutte le Aree del sistema Work-Beat che ha permesso il successivo disimpiego del vecchio sistema SMILE, in particolare è stata migrata tutta la gestione utenza, le RSPR, le GITG (gestione interventi di telegestione) e le XCBE per la gestione dei bilanci energia installate in cabina secondaria.

Revisione ruoli a seguito riorganizzazione territoriale e introduzione della nuova Funzione Gestione Progetti e Costruzione. È stato inoltre svolta una attività di analisi completa dei processi inerenti alla gestione dei lavori finalizzata alla armonizzazione dei sistemi e delle procedure nell'ambito delle costruzioni di alta tensione.

Asid Fase 2: il progetto si pone l'obiettivo di superare completamente le convenzioni annidate all'interno dei codici tecnici e gestionali presenti nei sistemi di e-d. Tutte le logiche cablate nei programmi che consentono l'esercizio dei processi verranno superate così da consentire una maggiore flessibilità e rapidità per le future riorganizzazioni dei territori. È stata svolta un *reverse engineering* di tutti i programmi di Sap e di tutti i sistemi partner e sono state definite logiche avulse dai territori.

Progetto PROMO: avviato il progetto con impatto su tutte le istruzioni operative di cui l'unità è responsabile e revisione e trasformazione in istruzioni di lavoro.

Sap BW: in merito al tema del *data driven* sono stati prodotti report gestionali, tecnici ed economici finalizzati alla definizione di strategie aziendali e di analisi tecnico/economiche sul tema di consistenza impianti e quantità prodotte. Sono stati inoltre sviluppati nuovi requisiti per ottimizzare la fruizione dei report esistenti a supporto delle attività della unità e di altre funzioni tecniche centrali.

Evolvingrid: sono state riviste le logiche di assegnazione terzi delle attività operative, sono state gestite bonifiche ricorrenti e formulati requisiti finalizzati alla industrializzazione dei processi di attribuzione a terzi delle attività.

Ridefinizione logiche delle RVAR RS, quantità prodotte per gestione utenza.

Progetto TAM: è stata gestita l'attività di introduzione e adeguamento nei sistemi di e-distribuzione dei nuovi TAM (Tipo Attività di Manutenzione) a seguito della esigenza Global relativa al manuale di classificazione contabile delle attività di Enel.

Processo Lottizzazioni: è stato ottimizzato in partnership con i colleghi di CRE; il processo di gestione delle lottizzazioni strutturando a sistema le richieste così da consentire agli utenti territoriali una gestione corretta e strutturata.

Porting FOUR in ECO: l'unità gestisce in partner con i colleghi di CRE il porting del sistema FOUR nella nuova piattaforma di ECO. È stata avviata l'analisi degli impatti per i sistemi Work Beat, Sap e ForceBeat.

Progetto WAFDD: formulazione requisiti necessari alla industrializzazione delle attività ed al corretto monitoraggio dei costi sostenuti.

Relativamente ai sistemi di gestione dei Guasti (GESI) sono state implementate fra le altre cose:

- Modifiche all'automatismo di gestione dei ticket BT aperti automaticamente in presenza di movimentazione di interruttori automatizzati o telecontrollati. Tali modifiche hanno di fatto consentito di ampliare le casistiche in cui si richiede al sistema GESI di aprire automaticamente ticket BT; rivisti e migliorati alcuni aspetti legati all'implementazione dell'algoritmo.
- Superata la logica di interpretazione del protocollo a "blocchi di righe" (che in alcuni scenari comportava la mancata apertura dei ticket) e attuata la logica di interpretazione puntuale delle singole righe.
- Eliminata la gestione del "blocco operativo"; i ticket saranno aperti, se necessario, anche in presenza del segnale "Blocco operativo". Infine, inserimento nel Protocollo di Servizio (PDS) della gestione dei segnali di PROVA.
- Autovalidazione IGB

Implementata la componente applicativa che abilita la ricezione di proposte automatiche di IGB, da STB e la successiva eventuale validazione automatica.

GESI, attraverso un servizio dedicato, verifica la conformità della richiesta e solo in caso positivo provvede alla generazione di una proposta STB valida con la conseguente creazione degli IGB nello stato Chiuso da Validare e l'aggiornamento del ticket con conseguente registrazione verso AUI, mentre in caso negativo genera una proposta STB nello stato scartato senza aggiornamenti sul ticket, che rimane in stato Chiuso da Completare.

- Chat BOT Eddie

Attivata la possibilità di ricevere e gestire le segnalazioni di guasto inoltrate mediate il Chat BOT da portale e-distribuzione (EDDIE) e il Chat BOT da Facebook.

Le segnalazioni sono identificate tramite la gestione di due nuovi valori che popolano il campo "Provenienza"; VB identifica le segnalazioni da Eddie - BOT mentre la provenienza FB quelle da Facebook - BOT.

Adeguata la sezione reportistica e maschere per le ricerche generiche.

Per quanto riguarda i sistemi per il telecontrollo della rete elettrica sono state sviluppate verificate ed attivate fra le altre cose i seguenti miglioramenti:

- Porting in ambiente AIRE di una collezione di reportistiche, denominate "LetPuma", per il controllo dei dati del processo di qualità tecnica MT. Tali reportistiche erano in precedenza gestite con strumenti di office automation. L'integrazione con il DB della rete ha migliorato la puntualità nell'aggiornamento dei dati e semplificato le attività di verifica. La soluzione è stata rilasciata in esercizio.
- Sviluppo del Sistema STWeb Multi CO ed integrazione con la Stazione Operativa Evoluta (SOE). Il nuovo sistema consente alla postazione di Centro di Controllo di gestire tutti i sistemi di telecontrollo che insistono sul territorio di ciascuna Area Regionale. Lo scopo del progetto era di rendere possibile la razionalizzazione dei Centri di Controllo. Il sistema è attualmente in fase di collaudo.
- Sviluppo delle evoluzioni sul modulo Autore di Mare TC per la verifica del corretto funzionamento delle apparecchiature in automazione SHA. Le funzionalità sviluppate consentono di verificare automaticamente il corretto funzionamento delle apparecchiature che selezionano il tratto di rete MT guasto utilizzando le logiche dell'automazione di tipo "SHA - Self Healing Automation". La soluzione è attualmente in collaudo.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 37,1 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 2022 sono state eseguite con successo da remoto circa 560 milioni di teleletture, circa 3,2 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2,2 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2022 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 2022 e-distribuzione ha installato 3,7 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 28,4 milioni dall'avvio della campagna nel 2017.

La rilevazione su base quartoraria dei consumi e le funzionalità avanzate garantite dai nuovi Open Meter costituiscono la base per consentire al sistema elettrico italiano di effettuare un nuovo salto di qualità nel campo della misura, mantenendo la propria posizione di leadership tecnologica e di processo nel panorama internazionale.

Nel 2022, 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 27 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 che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore.

Le Delibere di riferimento sono la delibera n. 646/19 (TIQE) che disciplina i tempi di esecuzione delle attività richieste dai clienti al distributore direttamente oppure tramite il trader, la delibera n. 99/08 e s.m.i (TICA) che disciplina l'attività di connessione alla rete da parte dei produttori e i relativi tempi di esecuzione, la delibera n. 376/17 e s.m.i (TIMOE) che disciplina le modalità e i tempi di esecuzione delle richieste di sospensione della fornitura a seguito morosità e delle comunicazioni verso i traders, la delibera n. 100/16 che disciplina i tempi di comunicazione della messa a disposizione delle misure di cessazione verso i traders per disattivazioni, switching, cessazioni e voltture.

Nel corso del 2022 sono state eseguite circa 3,7 milioni di prestazioni soggette a tempi standard secondo la deliberazione n. 646/19 con una compliance regolatoria del 99,03%.

Le prestazioni relative ai produttori soggette alla deliberazione n. 99/08 e s.m.i. sono state 1,7 milioni con una compliance regolatoria del 98,06%.

Nel corso del 2022 sono state gestite circa 1,1 milioni di richieste di sospensione per morosità soggette ai tempi di esecuzione stabiliti dalla deliberazione n. 376/17; il 99,6% delle richieste è stato eseguito entro i tempi standard.

Per le prestazioni eseguite oltre il tempo massimo previsto da ARERA 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 2022 gli indennizzi automatici erogati ai sensi della delibera n. 646/19 sono stati pari a 4,1 milioni di euro, mentre gli indennizzi erogati ai sensi della delibera n. 99/08 e s.m.i ammontano a circa 6,3 milioni di euro.

Entro il 31 marzo 2023, come di consueto, verranno comunicati all'Autorità i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 646/19 eseguite nel corso del 2022 con indicazione del tempo medio di esecuzione, del tempo medio ottenimento atti autorizzativi, del numero e dell'importo degli indennizzi erogati.

I dati relativi alle prestazioni commerciali relativi ai produttori e i relativi indennizzi erogati sono invece comunicati due volte all'anno, ogni semestre.

A cadenza semestrale si trasmette ad ARERA ai sensi della delibera n. 100/16 il numero dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura messi a disposizione, distinti tra dati effettivi, autoletture e dati stimati, il numero e l'ammontare degli indennizzi erogati.

Sito WEB e canale mobile

Il 2022 ha visto i canali digitali di e-distribuzione posizionarsi tra le più rilevanti piattaforme di relazione con i clienti, con un forte aumento dell'utilizzo di tutti i servizi digitali, sia legati all'ambito tecnico commerciale che alla segnalazione guasti.

Nel corso dell'anno è stato realizzato un restyling del sito e-distribuzione.it, nella sezione Home Page e nei contenuti informativi, per rendere più accessibili i servizi e le informazioni a supporto dei clienti. I contenuti sono stati anche ottimizzati ed allineati alle ricerche effettuate dai clienti sui motori di ricerca. La navigazione e le informazioni sono state riorganizzate per argomento tematico, creando uno storytelling più focalizzato sul nostro core business e profilato sulle diverse tipologie di clienti.

Rientrano in questo ambito la nuova sezione "Supporto", che risponde alle domande più frequenti dei clienti, e la sezione "Come produrre energia elettrica" che fornisce informazioni utili per la connessione di un impianto alla rete. In ottemperanza alle disposizioni date dall'Autorità e da Terna, è stata implementata la sezione "PESSE", dedicata al Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico, anche con l'aggiunta di un'apposita funzionalità che permette ai clienti di conoscere in autonomia il piano di rischio distacco associato alla propria fornitura.

Le azioni introdotte, insieme all'ampliamento dell'offerta di servizi digitali, hanno portato ad un notevole incremento delle visite al sito che hanno superato i 10 milioni, +62% rispetto al 2021. Un incremento si è avuto anche nell'utilizzo dei servizi tecnico commerciali disponibili in area riservata, con un +72% rispetto all'anno precedente e nella Segnalazione Guasti da canali digitali (+61%)

Protagonista del 2022 anche l'App e-distribuzione, che con più di 150.000 download e un'alta percentuale di servizi avviati e di segnalazioni guasti, si conferma uno strumento utile per il cliente sia nella gestione della fornitura che durante eventi emergenziali.

Infine, il chatbot Eddie è stato ripensato nelle sue funzionalità, in ottica cliente. Oltre alla gestione dei guasti, ora è in grado di offrire supporto anche per richieste di natura tecnico - commerciale.

L'anno 2022 ha caratterizzato al livello comunicativo le attività sul sito e-distribuzione.it, 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 Edge", il progetto pilota di e-distribuzione sulla flessibilità locale in alcune aree individuate sul territorio italiano e che consentirà di modulare la potenza scambiata con la rete di distribuzione. Arricchita anche la sezione dedicata alla sostenibilità, con importanti iniziative quali "Cabine d'Autore a Procida", il progetto artistico pensato in occasione di Procida come capitale della Cultura 2022, e "Stop 4 Safety", che ha portato alla realizzazione di 12 opere di street art ispirate ai temi della sicurezza.

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 16 milioni (4.3 per CCO e 11.7 per SSG), che hanno generato un volume di attività in carico ai due fornitori pari a circa 3.7 milioni di lavorazioni.

Nel corso del 2022 è stato gradualmente incrementato il servizio di operatore virtuale (VOICEBOT) fino a raggiungere 0.8M di chiamate gestite sulla segnalazione guasti di cui ca il 60% senza l'intervento di un operatore. Analogo servizio nell'ambito commerciale è stato avviato alla fine del 2022 con ca 0.2 M di contatti gestiti. Inoltre, alla fine del mese di ottobre è stato sostituito il chatbot testuale (EDDIE) con la stessa rete di Artificial Intelligence del canale telefonico. Per entrambi i servizi di natura commerciale si prevede una entrata a regime nel corso del 2023.

Per il 2023 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 (esterno).

Sarà inoltre potenziata la manutenzione ricorrente degli articoli già presenti nel KBMS necessaria per naturali evoluzioni applicative, normative o di processo.

Per quanto riguarda gli aspetti contrattuali è stata riconfermata la società Datacontact nella gara per i servizi di Contact Center ssg e cco con contratto scaduto a fine 2022.

Canali Social

Si è intensificata ulteriormente, rispetto al 2021 (+53%), l'attività di ascolto e supporto ai clienti che sempre più spesso cercano informazioni e risposte tempestive alle loro richieste.

La riorganizzazione del processo di social caring, effettuata nella seconda metà dell'anno, ha permesso di ottimizzare la gestione delle richieste anche in ottica cliente, portando ad un efficientamento in termini di qualità del servizio e tempestività nella risposta.

Risulta confermato il gradimento da parte dei clienti rispetto all'assistenza offerta sui canali social aziendali, anche e soprattutto in occasione di eventi critici.

Open Knowledge

Nel 2022, 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 primo livello del Contact Centre, dei reclami e della gestione degli scarti delle RGN 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. È stata inoltre potenziata la reportistica real time con la pubblicazione di funzionalità utili all'estrazione di dati per report di dettagliato utili alla pianificazione dei carichi di lavoro. I documenti che compongono la struttura del Kbms (knowledge base management system) sono circa 1.700 e per essi è

previsto un puntuale aggiornamento, quando necessario, in collaborazione con le unità Legale e Data Protection Officer (DPO).

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2022, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2021 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 920 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 Grid Blue Sky – Inspection Intelligence for energy recovery è stata completata una nuova piattaforma per la ricerca di anomalie e frodi sul complesso di misura che dalla seconda metà dell'anno è pienamente esercibile.

L'innovazione sulla rete

Progetti e soluzioni innovative per la Rete

Le attività di innovazione per la rete elettrica nel 2022 hanno riguardato progetti e tecnologie sviluppate lungo tre filoni: quello del **Sustainable Design and Resilience** per adottare nuove tecnologie e materiali sostenibili per mitigare l'impatto ambientale e migliorare la resilienza della rete, quello della **Safety and Operational Excellence** per la salvaguardia del personale interno ed esterno e la maggiore efficacia delle operazioni sulle reti, e infine, quella dello **Flexibility and New Business Opportunity** per l'avanzamento della rete come piattaforma digitale sulla quale sviluppare e realizzare nuovi servizi, collaborare con gli stakeholders del settore creando valore condiviso.

Il primo filone, **Sustainable Design and Resilience**, ha rivolto particolare rilievo alle challenge, rivolte a progettisti esterni, finalizzate ad individuare un design più innovativo e sostenibile per un nuovo contatore e per le cabine primarie e secondarie della rete di distribuzione. Nel 2022 è stata realizzato un primo prototipo della nuova cassetta stradale, che verrà testato e installato nel corso del 2023. Ulteriori challenge sono state lanciate per la ricerca di soluzioni per la gestione della rete in situazioni climatiche estreme e per la salvaguardia della biodiversità attorno alla rete. Sempre nell'ambito del design sostenibile nel 2022, è proseguita la ricerca di componenti ed impianti della rete per un loro ripensamento innovativo e sostenibile; in questo ambito è stato testato in campo, il palo sostenibile, un nuovo sostegno per la bassa e la media tensione, realizzato in legno riciclato ricoperto da uno strato di polietilene ad alta densità, e volto a ridurre l'impronta carbonica della rete elettrica. È stata individuata inoltre una soluzione per ottimizzare la logistica dei cavi e delle bobine elettriche. Nell'ambito della resilienza delle reti invece, è stato avviato un progetto, rivolto a migliorare, attraverso la comunicazione satellitare, la connettività sulla rete nelle aree rurali.

Per il secondo filone della **Safety and Operational Excellence** i principali progetti in corso di implementazione nel 2022 hanno riguardato strumenti e dispositivi smart e sostenibili, droni e soluzioni robotiche dotati di intelligenza artificiale in grado di supportare gli operativi in tutte le condizioni di lavoro. Per il primo gruppo di progetti sono stati individuati alcuni safety wearables in grado di monitorare parametri di benessere psico fisico, sicurezza e comfort, mentre si è perfezionato lo sviluppo dello "Smart Helmet", uno speciale casco in plastica riciclata che permette ai lavoratori di indossare gli smart glasses ed integrare il sensore di rilevamento della tensione (smart detect). Per quanto riguarda l'intelligenza artificiale, è stato avviato lo sviluppo di un assistente vocale d'ausilio per gli operativi nelle operazioni in campo.

Analogamente in ambito safety, è stato portato avanti un progetto che prevede l'utilizzo di una applicazione che fa uso di intelligenza artificiale per monitorare l'adozione di standard di sicurezza attraverso l'analisi di immagini realizzate in campo dal personale operativo.

Creare una sorta di "barriera digitale" è invece l'obiettivo di un altro progetto per consentire a persone e veicoli di muoversi in sicurezza all'interno delle aree di lavoro e dei cantieri, mitigando il rischio di contatto con cavi sotto tensione e di impatto tra le persone che si trovano nel cantiere con veicoli pesanti usati durante i lavori. Per quanto riguarda i progetti che sfruttano le potenzialità di droni e robot si segnalano i due progetti più importanti: "Skybot" e "Remote trimming". Si tratta di soluzioni robotiche che operano in altezza e che consentono l'interazione con componenti della rete per le attività di manutenzione e installazione o che effettuano la potatura della vegetazione in prossimità della rete.

Per il terzo filone **Flexibility and New Business opportunity**, il Flexibility Lab, corner di aggregazione per il confronto con gli Stakeholders, nel corso del 2022 ha portato avanti le attività sulle challenge tecnologiche e d'innovazione relative ai sistemi DERMS (Distributed Energy Resources Management System) e le Piattaforme di Mercato per la flessibilità, sull'osservabilità e il controllo delle DER, sui dispositivi abilitanti e sulle sfide della flessibilità legata alla mobilità elettrica.

Sul tema flessibilità è stato inoltre avviato il progetto EDGE che vedrà nel corso del 2023 l'utilizzo del DERMS per testare l'uso di risorse di flessibilità sulla rete di e-distribuzione per la risoluzione di congestioni di rete e di violazioni di tensione.

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 2022, 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.

Nel 2021 e 2022 si è svolto il 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. Ad aprile 2022 è stato incassato il saldo del progetto che va a completare quanto previsto a budget (incasso totale: 0.95M€).

Al 31 dicembre 2022 il progetto è terminato.

Progetto L'Aquila Smart City

Nel mese di 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 presso 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 2022 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*. Sono stati trasmessi alla Commissione Europea i *Knowledge Sharing* inerenti ai primi due anni di monitoraggio.

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 era formato da 34 Partner di 14 Paesi europei. Obiettivo dell'intero progetto è stato quello 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 ha previsto la realizzazione di 6 progetti dimostrativi innovativi in Francia, Finlandia, Germania, Irlanda, Italia e Portogallo.

In particolare, e-distribuzione è stata 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 sono stati sfruttati:

- 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) e si è concluso nel febbraio 2022.

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 sono stati i 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.

Nel 2022 si è completata la messa in esercizio dello STATCOM e sono state chiuse le attività progettuali.

Il budget impegnato da e-distribuzione per la realizzazione del progetto è stato 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.

Nel corso del 2022, e-distribuzione ha proseguito le attività di coordinamento dei partner di progetto per terminare la stesura della documentazione tecnica, ed è stato effettuato un sopralluogo presso l'Università della Calabria al fine di visionare il dimostratore implementato. Dal punto di vista tecnico, si è concluso lo studio dei risultati restituiti dall'ottimizzatore a valle delle simulazioni su rete reale, e sono state organizzate riunioni con i partner al fine di definire i requisiti necessari per una possibile integrazione del tool coi sistemi aziendali.

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. Il progetto è terminato.

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 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. Il progetto, avviato a Dicembre 2019 e la cui conclusione è prevista a dicembre 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. Si è inoltre iniziato a lavorare ad una variante tecnico-economica che prevede tra l'altro una riduzione del budget di e-distribuzione nell'ambito del progetto.

A gennaio 2022 è stata presentata una richiesta di variazione tecnico-economica, poi approvata con decreto MISE n. 2451 del 29 luglio 2022. Il nuovo decreto conferisce a e-distribuzione un budget di 1,7 milioni di euro, di cui finanziati circa 0,48 milioni di euro. Nel corso del 2022 sono proseguite le attività di ricerca.

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.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti secondo le previsioni progettuali e per 17 dei 35 progetti i lavori e l'attivazione delle funzionalità sono stati portati a termine.

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.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti e si sta procedendo con l'implementazione delle funzionalità Smart Grid.

È stata, inoltre, richiesta la proroga temporale dei progetti al 2023, di cui 4 a marzo 2023 e i restanti 7 a giugno 2023.

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.

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti ed il termine dei progetti è stato prorogato al 2023.

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

Nel corso del 2022 i lavori sono proseguiti, i materiali sono stati pianificati ed ordinati e si sono ottenute le autorizzazioni mancanti.

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.

Gli ulteriori 12 progetti, ritenuti ammissibili e non finanziabili dal suddetto decreto, sono stati successivamente ammessi a finanziamento sul Fondo REACT EU, con decreto del 25 maggio 2022, per un valore pari a 83,12 milioni di euro. I progetti sono così suddivisi per regione:

- Basilicata: 1 progetto per 3,6 milioni di euro;
- Calabria: 5 progetti per 33,5 milioni di euro;
- Puglia: 2 progetti per 22,5 milioni di euro;
- Sicilia: 4 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; nel corso del 2022 è proseguita l'attività di progettazione e sono stati avviati i primi lavori.

Progetti Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR)

A seguito dei due Bandi emanati nel mese di giugno 2022 dal Ministero della Transizione Ecologica (MITE), oggi Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE), per la presentazione, nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) – Next Generation EU, di:

1. proposte progettuali finalizzate ad incrementare la capacità di rete - Rafforzamento Smart Grid (M2C2.2.1)
2. proposte di intervento finalizzate a migliorare la resilienza della rete elettrica di distribuzione (M2C2.2.2)

e-distribuzione, nel mese di settembre 2022, ha presentato trentuno candidature progettuali, pari oltre 3.950 milioni di euro a fronte dei 3.960 milioni di euro messi a disposizione nei Bandi PNRR per le reti di distribuzione di cui, diciassette progetti per attività di "Rafforzamento Smart Grid" (per oltre 3.600 milioni di euro a fronte dei 3.610 milioni di euro messi a disposizione dal MITE) e quattordici progetti per "Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica" (del valore di oltre 350 milioni di euro, a valere sui 350 milioni di euro messi a disposizione).

Con due diversi Decreti Direttoriali del 16/12/2022 e del 24/12/2022, e-distribuzione si è aggiudicata progetti per oltre 3.530 milioni di euro, di cui circa 3.480 milioni di euro finanziati: oltre 3.200 milioni di euro saranno destinati alle iniziative di realizzazione Smart Grid su tredici progetti, ripartiti tra integrazione delle rinnovabili ed elettrificazione consumi, e 275 milioni di euro saranno destinati a progetti per l'incremento della resilienza, ripartiti su undici progetti.

NUOVE INIZIATIVE

Progetto RESILIENZA

L'incremento della resilienza del sistema elettrico è un obiettivo diventato prioritario negli ultimi anni, in considerazione del significativo aumento di frequenza e impatto di eventi meteorologici estremi, ovvero eventi particolarmente intensi e di vasta estensione che comportano disalimentazioni di lunga durata per le forniture elettriche, determinando il cedimento delle reti a causa del superamento dei limiti strutturali di progetto.

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

e-distribuzione ha dapprima realizzato uno studio con il CESI (Comitato Elettrotecnico Sperimentale Italiano) che, a partire dagli eventi meteo degli anni precedenti e da un modello matematico di simulazione del processo di formazione dei manicotti di ghiaccio, ha consentito di definire criteri tecnici di intervento sulla rete per far fronte a tale fenomeno. Conseguentemente e-distribuzione ha predisposto il primo Piano di Lavoro presentato ad ARERA il 31 marzo 2017, contenente interventi per la riduzione dei rischi derivanti da carichi di neve e manicotto di ghiaccio per il biennio 2017-2018, redatto in conformità con le Linee Guida ARERA e con le previsioni contenute nel TIQE. Nel 2017 è stata quindi subito avviata la realizzazione degli interventi del Piano.

Le successive Deliberazioni ARERA hanno poi integrato la regolazione in materia, in particolare la n. 31/2018 ha introdotto l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre piani resilienza con un orizzonte almeno triennale e la n. 668/2018 ha definito i meccanismi di incentivazione per gli interventi contenuti nei Piani, per far fronte ai fattori di rischio costituiti da manicotto di ghiaccio, tempeste di vento/caduta alberi fuori fascia e 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 chiusure o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nel 2022 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per circa 105 milioni di euro (circa euro 775 milioni totali già investiti dal 2017 al 2022).

Nell'ambito del Piano Industriale 2023-2025 sono previsti investimenti per un totale di 204 milioni di euro.

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 6 anni, nel periodo 2019–2024, per un investimento complessivo di circa euro 660 milioni.

Gli interventi sono riconducibili a tre driver principali:

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

Nel corso del 2022 sono stati realizzati investimenti per circa euro 142 milioni. Complessivamente dall'inizio del progetto sono state rilevate in fibra ottica n. 21.950 cabine, di cui n. 9.613 predisposte per attivazione.

Nel 2023 il progetto prosegue con investimenti complessivi previsti per circa 154 milioni di euro.

Progetto E-Grid

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

Il progetto “E-Grid” è stato studiato e predisposto tenendo conto dei nuovi indirizzi regolatori, ed è pertanto finalizzato al miglioramento delle performance della rete, con riferimento soprattutto all'indicatore NILB (numero interruzioni brevi +

lunghe) e con particolare riguardo per gli ambiti classificati come “critici” ed “ipercritici” rispetto a tale indicatore, ambiti ubicati prevalentemente nelle regioni del centrosud e nelle isole maggiori.

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

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

Le principali tipologie di interventi sono volte a:

migliorare la struttura della rete di media tensione,

adeguare i componenti ad elevato tasso di guasto,

incrementare il telecontrollo e l'automazione sia sulla rete di media tensione che su quella di bassa tensione.

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

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

Nel corso del 2022 sono stati realizzati investimenti per circa euro 574 milioni, che hanno consentito di completare il potenziamento di 1.509 km di linee MT, il rifacimento di 4.051 cabine secondarie e l'installazione di circa 11.928 nuovi telecontrolli MT e BT.

Nel 2023 sono previsti investimenti complessivi per circa 207 milioni di euro.

PIANO OPEN METER

Nell'ambito del piano di installazione del contatore elettronico di seconda generazione (Open Meter), avviato nel 2017, e-distribuzione ha installato nel corso dell'anno 2022 circa 3,71 milioni di Open Meter, a fronte di una previsione che prevedeva l'installazione di circa 4,6 milioni di contatori.

Rispetto al volume ipotizzato, la riduzione è legata principalmente al piano di sostituzione massiva che ha subito un rallentamento a causa delle difficoltà di approvvigionamento dei materiali emerse nella prima parte dell'anno, legate prevalentemente allo *shortage* mondiale dei componenti elettronici.

In totale sono stati installati circa 2,10 milioni di contatori attraverso posa in massiva e 0,34 milioni in ripasso dalle imprese dedicate al piano di sostituzione dei contatori elettronici di prima generazione, mentre 1,28 milioni sono stati posati a seguito lavori di allacciamento o sostituzione richiesti dai clienti stessi.

Relativamente alla tipologia di contatore, nel 2022 sono stati installati complessivamente 3,260 milioni di contatori monofase e 449.700 contatori trifase.

A fine 2022 circa 24,9 dei 31,5 milioni dei clienti totali di e-distribuzione hanno un contatore elettronico di seconda generazione (CE2G), con una percentuale di avanzamento superiore al 79% dotati di nuova tecnologia.

Nel 2022 hanno lavorato al piano di installazione massiva circa 550 operatori su circa 145 lotti contrattuali, il cui importo complessivo, compresi i materiali, ammonta a circa euro 157,2 milioni.

L'anno 2022 è stato caratterizzato da una drastica riduzione, concentrata nel primo semestre, delle consegne dei materiali rispetto ai volumi richiesti, a causa dello *shortage* mondiale dei componenti elettronici, acuita da situazioni contingenti

come la recrudescenza della pandemia da Covid-19 in Cina e lo scoppio del conflitto russo-ucraino. Data la rilevanza di questa problematica sono stati organizzati durante l'anno cinque incontri congiunti con ARERA, allo scopo di monitorare la situazione e verificare eventuali ripercussioni sui piani di massa, non solo per e-distribuzione ma anche, e soprattutto, per gli altri distributori, che solo in tempi più recenti hanno avviato la campagna massiva di sostituzione nei propri territori di riferimento.

A causa della scarsità dei materiali è stato necessario rivedere le attività assegnate alle imprese del piano di massa, rimodulando il carico di lavoro e anticipando, laddove possibile, le attività di ripasso, al fine di contenere le installazioni; contemporaneamente, per cercare di salvaguardare al massimo il comparto esistente, è stato ritardato l'avvio dei nuovi contratti che avrebbero dovuto coprire le attività di massa nell'anno.

Nel secondo semestre 2022 la situazione delle consegne si è progressivamente stabilizzata; pertanto si è dato avvio ai nuovi contratti e parallelamente è stato dato nuovo impulso al *rate* mensile di installazioni, *rate* che, ancora oggi, fatica a tornare ai battenti attesi in quanto le imprese lamentano difficoltà nel reperimento di maestranze, attualmente dirottate verso altre attività, sia sulla rete, per i vari progetti legati al PNRR, che verso altri settori (in particolar modo l'edilizia), trainata dal superbonus fiscale.

Pur riuscendo, quindi, ad aumentare le installazioni mensili e a superare la soglia minima di installato verso il piano ARERA (pari al 95% dei volumi cumulati), non è stato invece possibile recuperare totalmente il *gap* di inizio anno.

Parallelamente è proseguita anche l'installazione dei concentratori di seconda generazione, necessaria per ottemperare alle richieste di performance del sistema 2G: nel corso del 2022 sono stati installati circa 76.350 concentratori di seconda generazione, portando il residuo di cabine secondarie da dotare di concentratori di nuova generazione a circa 28.000: tali cabine saranno allestite con il concentratore di nuova generazione entro fine 2023.

L'investimento totale 2022 per il piano Open Meter ha comportato una spesa complessiva di circa 400 milioni di euro, comprensiva sia delle attività di installazione dei contatori, che 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.

Il diritto di accesso all'Infrastruttura di e-distribuzione viene concesso a seguito dell'accreditamento sul portale fibra di e-distribuzione, della stipulazione del Contratto di Accesso e dell'accettazione dell'Offerta per l'utilizzo dell'infrastruttura inviata da e-distribuzione.

L'Operatore di telecomunicazione può richiedere tratte di infrastruttura elettrica aerea, tratte di infrastruttura elettrica interrata, tratte di adduzione, tratte verticali e tratte di percorrenza. L'utilizzo dell'infrastruttura elettrica aerea e delle tratte di percorrenza è subordinato alla verifica e certificazione della idoneità alla posa della fibra ottica, effettuata da e-distribuzione su richiesta dell'operatore di telecomunicazione. In caso di esito parzialmente positivo della valutazione di

idoneità, e-distribuzione comunica all'operatore gli interventi necessari per l'adeguamento dell'Infrastruttura e i relativi oneri.

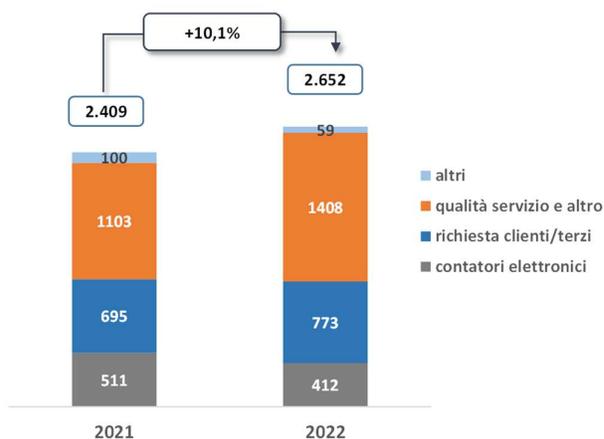
Nel corso dell'anno 2022:

- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di quasi 15.000 km di rete di infrastruttura elettrica aerea, in linea con il piano complessivo. Complessivamente sono stati certificati circa 90.100 km di rete elettrica;
- operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 16.200 km di rete, con un incremento del 44% rispetto al 2021. Complessivamente sono state accettate Offerte per circa 78.300 km;
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per circa 1.300 km di infrastruttura elettrica aerea. Complessivamente sono stati effettuati lavori di adeguamento per oltre 8.200 km.

Complessivamente, a fine 2022, l'infrastruttura elettrica aerea e interrata messa a disposizione degli operatori di telecomunicazione da e-distribuzione è di oltre 76.800 km.

Investimenti

Gli investimenti realizzati nel corso del 2022 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 2022 confrontata con l'anno precedente:



Gli investimenti legati alla richiesta di clienti o terzi presentano complessivamente un incremento di circa euro 78 milioni rispetto a dicembre 2021.

Le ragioni principali dell'incremento sono riconducibili a maggiori spese per connessioni passive (in aumento di euro 39 milioni) e per richieste di produttori (in aumento di euro 14 milioni). Si registra altresì un incremento dei lavori di adeguamento della rete al carico (in aumento di euro 10 milioni) e delle richieste di spostamenti da parte clienti / terzi (in aumento di euro 15 milioni).

Gli investimenti in qualità del servizio e altro (adeguamenti ed interventi a seguito guasti), riportano un incremento di euro 305 milioni rispetto all'anno 2021. In particolare, si registra:

- un incremento, pari ad euro 254 milioni, dei progetti legati alla qualità del servizio (di cui euro 215 milioni per il progetto E-Grid, euro 48 milioni per il progetto DSO 4.0, parzialmente mitigati da una riduzione di circa euro 9 milioni di altri progetti qualità in fase di completamento);
- una riduzione, pari a euro 47 milioni, nei lavori legati al Piano Resilienza;
- un incremento, pari a euro 14 milioni, dei progetti Smart Grid, principalmente per Progetto Osservabilità;
- un incremento, pari a euro 84 milioni, degli investimenti in Asset Management.

Gli investimenti in contatori elettronici presentano un decremento di euro 99 milioni rispetto all'anno 2021, per le difficoltà di approvvigionamento dei contatori a seguito di carenze sul mercato di componenti elettronici che hanno generato uno slittamento delle consegne, e per la programmata e progressiva riduzione delle attività del piano massivo di sostituzione dei contatori il cui completamento è previsto nel 2024.

Infine, tra le attività materiali in leasing, sono presenti euro 57 milioni relativi a locazioni fabbricati, euro 9 milioni relativi a noleggio di automezzi ed euro 1 milione di noleggio operativo di droni per attività aeree su impianti.

Gestione ambientale e Sostenibilità

In continuità con gli anni precedenti, nel 2022 e-distribuzione ha rinnovato 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, sostenibilità e qualità;
- promuove per i propri stakeholder iniziative per accrescere la consapevolezza ed incentivare condotte virtuose in tema di ambiente, sostenibilità, 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, di sostenibilità 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 tutela della biodiversità, 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.

Dai principi generali sopra descritti, particolare attenzione è data al concetto di sostenibilità che rappresenta per e-distribuzione un elemento intrinsecamente presente nel business e attorno al quale sono programmate le attività correnti e future, mirate ad accelerare gli investimenti sulla rete, abilitando una transizione ecologica sostenibile e favorendo la creazione di valore condiviso nei confronti di tutti gli stakeholder.

A tal proposito, pertanto, e-distribuzione ha implementato azioni di sostenibilità con l'obiettivo di mitigare gli effetti sull'ambiente e sulla biodiversità legati alla presenza delle reti elettriche, nonché lavorando a soluzioni innovative tese all'applicazione dei principi di economia circolare. Di tutto ciò ne sono esempio:

- l'esecuzione di studi accurati dei tracciati delle linee elettriche e adozione di soluzioni tecnologiche innovative nella costruzione dei nuovi impianti;

- la soluzione in cavo per la costruzione delle linee di bassa tensione ed estensione dell'impiego del cavo per le linee di media tensione;
- la messa in sicurezza delle linee elettriche mediante interventi di isolamento delle parti in tensione (conduttori nudi) e di quelle non in tensione (mensole e supporti) per la tutela dell'avifauna;
- la realizzazione di studi di impatto che includano una valutazione sistematica degli effetti su biotipi, specie animali e vegetali, con l'obiettivo di ridurre l'impatto delle attività operative nelle aree a più alto valore di biodiversità e adottare le migliori soluzioni per diminuire le pressioni sulla stessa;
- la pianificazione delle attività che possono avere un impatto su specie e habitat naturali nel rispetto del principio della "gerarchia di mitigazione" al fine di ottenere No Net Loss (NNL) della biodiversità e, ove possibile, un saldo netto positivo;
- la progettazione in alcuni siti di e-distribuzione del territorio nazionale delle "Oasi della Biodiversità", con l'obiettivo di riqualificare aree dismesse, creare ambienti ideali per le api nella loro attività di insetti impollinatori favorendo la loro ripopolazione in quanto specie in via di estinzione;
- la costruzione di nuove cabine primarie con il criterio del cantiere "sostenibile" (utilizzo mezzi eco-compatibili, utilizzo materiali riciclati e sostegno attività locali, barriere antirumore e soluzioni antipolvere, creazione di lavoro locale, recupero di terre e rocce da scavo, appaltatori selezionati dal procurement secondo criteri di sostenibilità, ecc);
- la gestione delle cabine primarie secondo il criterio dell'impianto sostenibile (creazione di barriere arboree, interventi a tutela della biodiversità, installazione pannelli fotovoltaici, riduzione gas climalteranti, ecc);
- l'integrazione ed il miglioramento l'impatto estetico degli asset di rete, nel paesaggio o nei contesti urbani (realizzazione di street art);
- la collaborazione con le istituzioni, le comunità locali, il mondo accademico o le ONG per identificare i valori della biodiversità e sviluppare progetti per la salvaguardia e il ripristino degli ecosistemi;
- l'istituzione di accordi specifici con Enti parco, LIPU e con associazioni ambientaliste per la condivisione di metodi di lavoro per la tutela delle specie presenti e per consentire la stabilizzazione, il ripopolamento e il monitoraggio di specie animali minacciate;
- la definizione di protocolli di intesa con Enti Pubblici per la realizzazione di misure finalizzate alla conservazione dell'Avifauna nelle aree interessate da piani di gestione per la conservazione della fauna;
- la comunicazione agli stakeholder mediante documenti e comunicazioni ufficiali ed in modo regolare informazioni in merito alle proprie prestazioni in relazione alla biodiversità;
- la partecipazione a progetti LIFE co-finanziati dall'Unione Europea, con l'obiettivo di ridurre il rischio di folgorazione, favorendo anche il ripopolamento di alcune specie;
- la sensibilizzazione delle comunità su temi Safety (Eco Safety Coaching, Seminari Rischio Elettrico, Incontri con le scuole);
- la progettazione e l'implementazione di progetti specifici di economia circolare quali ad esempio DPI NEW LIFE ovvero un progetto per il recupero dei materiali provenienti dai DPI (elmetti, scarpe e vestiario) a fine vita e/o danneggiati e non più utilizzabili dai nostri colleghi, che invece di essere inviati a discarica si cercano soluzioni alternative per il loro recupero.

Inoltre, nell'ottica del miglioramento continuo della gestione dei propri aspetti ambientali, e-distribuzione continua ad attuare:

- ✓ un'attenta gestione dei rifiuti con l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e un costante impegno nell'aumento della percentuale di recupero dei rifiuti;

- ✓ metodi di lavoro e interventi formativi inerenti attività su apparecchiature contenenti SF₆;
- ✓ la progressiva eliminazione delle apparecchiature in olio contaminato da PCB, in anticipo rispetto alle scadenze previste dalla legislazione;
- ✓ il 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;
- ✓ in collaborazione con le amministrazioni competenti e di controllo, i decreti ministeriali relativi alla determinazione delle fasce di rispetto e alla misura e valutazione dell'induzione magnetica degli elettrodotti;
- ✓ il 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.

Nel 2022 è stato rafforzato il piano di formazione ambientale con lo scopo di sviluppare le competenze e la diffusione della cultura sugli aspetti ambientali a vari livelli dell'organizzazione.

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.

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.

Gli interventi formativi, invece, rivolti al personale tecnico e operativo hanno riguardato principalmente la gestione dei rifiuti, delle emergenze ambientali e delle apparecchiature contenenti FGas; è stato inoltre avviato un percorso di sensibilizzazione sui temi della sostenibilità che proseguirà anche nel 2023.

Infine, gli indicatori di performance ambientali, hanno fatto registrare nel 2022 una percentuale di recupero dei rifiuti (non pericolosi e pericolosi) conferiti direttamente da e-distribuzione che si attesta intorno al 74%, leggermente al di sopra dell'anno precedente, mentre è stata 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. La normativa attuale, venendo incontro allo squilibrio creatosi da una cronica scarsità di TEE, rispetto agli obiettivi da raggiungere, prevede, inoltre, la possibilità di adempiere una parte dell'obbligo attraverso l'acquisto di titoli "virtuali" emessi dal GSE e non corrispondenti all'effettivo conseguimento di efficienza energetica, riscattabili negli anni successivi con TEE reali.

Per accedere all'acquisto di tali titoli "virtuali" è necessario aver adempiuto con l'acquisto sul mercato almeno 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.

A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario. Attualmente il calcolo di tale contributo è definito dalla Delibera ARERA 270, emessa il 14 luglio 2020, che ne determina il valore in base ai prezzi medi di scambio sul mercato regolamentato ed in parte, sui prezzi delle transazioni avvenute attraverso contratti bilaterali, con un cap a 250,00€/TEE. Infatti, qualora tale formula dia un risultato superiore a 250,00€/TEE il contributo resta fisso a tale valore. Poiché i prezzi negli ultimi anni si sono costantemente assestati su valori superiori al cap, a causa di una cronica carenza di titoli rispetto agli obiettivi, la suddetta Delibera stabilisce anche la misura di un contributo addizionale. Tale contributo, valevole solo per i TEE acquistati sul mercato, viene calcolato in base all'insufficienza dei titoli disponibili rispetto agli obblighi assegnati ai distributori, con un valore massimo di 10,00€/TEE. Anche l'introduzione del contributo addizionale non è stata sufficiente a coprire le perdite sostenute dal Distributore per l'acquisto di titoli sul mercato, poiché, come anticipato, i prezzi medi si sono assestati stabilmente intorno ai 260,00€/TEE.

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 si è confermato pari a 250,00€/TEE ed il contributo aggiuntivo è stato di 3,44€/TEE. 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 31 maggio 2022, alla scadenza dell'anno d'obbligo 2021, e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 520.574 TEE e ha contemporaneamente acquistato TEE "virtuali" pari a n. 157.628: con questi volumi ha conseguito il 60% dell'obiettivo specifico 2021 ed azzerato il residuo obbligo 2019.

Dal 1° giugno al 31.12.2022 la società ha acquistato 416.174 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2023 e compresi i TEE "virtuali", il 60% dell'obbligo 2022 (il cui volume è stato definito da apposita Delibera ARERA in 659.929 TEE), oltre alla quota restante dell'obbligo 2020, pari a 435.856 TEE.

Nel corso del 2022, i prezzi si sono assestati intorno ai 260€/TEE, senza i picchi fino a 300€/TEE registrati nella prima parte del 2021 (dovuti all'incertezza normativa determinatasi con il ritardo nell'emissione dell'ultimo D.M. di definizione degli obiettivi 2021-2024 e riduzione dell'obiettivo 2020).

e-distribuzione S.p.A. ha cercato di contrastare le derive speculative acquistando, nei momenti di crescita dei prezzi le minime quantità necessarie al soddisfacimento dell'obbligo 2021, diversificando per quanto possibile le modalità di acquisto. La media di mercato per l'anno d'obbligo 2021 (chiuso il 31.05.2022) è stata di 259,71€/TEE. A partire dal 1° giugno, data di inizio dell'obbligo 2022, i prezzi hanno per la prima volta registrato una flessione con una media del periodo pari a 256,28€/TEE. Si tratta comunque di prezzi superiori al contributo tariffario, pertanto anche nel Conto Economico 2022 si sono registrate perdite.

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 graduali ma 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'IPCC¹.

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

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

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

¹ 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.

- 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.

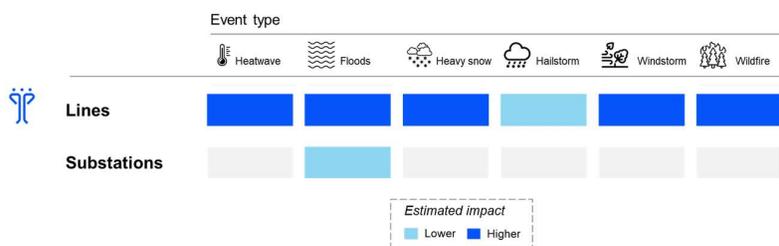
La Società, soprattutto nel caso di danni ai propri asset, realizza e promuove specifiche analisi di vulnerabilità relative ad ogni tecnologia presente nel proprio portafoglio: reti di distribuzione, cabine primarie e secondarie. Tali analisi, naturalmente, sono poi focalizzate sugli eventi estremi che 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.

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 Enel Grids, 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 catastrofica. 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 attua 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 Enel Grids (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, predispone 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 2017-2022 sono stati già investiti circa euro 775 milioni e nel biennio 2023-2024 verranno investiti euro 180 milioni (circa euro 90 milioni/anno), interessando circa 1.200 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", "Protocollo d'intesa firmato tra ANCI ed e-distribuzione" e Protocollo d'intesa fra Enel Italia S.p.A. e Dipartimento dei Vigili del Fuoco del Soccorso Pubblico e della Difesa Civile";
- come previsto dalla Policy n. 34 "Incident and Crisis Management Enel Grids 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 interessati (unità esterne ad e-distribuzione, fornitori di gruppi elettrogeni, TERNA, ecc) delle simulazioni nazionali e territoriali di emergenza (almeno due nazionali all'anno e almeno una territoriale, per ogni territorio, ogni due anni);
- 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;
- 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);
- portale 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 ora, dettaglio fino al perimetro comunale e attivazione del servizio di nowcasting in caso di condizioni meteo avverse;

- informativa alla clientela fornita attraverso (oltre a call center): powercut map, app dedicata, chatbot accessibile da sito internet, messaggistica istantanea Facebook/Messenger e costante contatto con le istituzioni territoriali in caso di disservizi;
- partecipazione a simulazioni di emergenza organizzate da altri enti (es. simulazione del sisma dello Stretto di Messina organizzata dal Dipartimento della Protezione Civile nel 2022);
- 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”).

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 contattano e-distribuzione 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. Queste condizioni, ostacolando lo smaltimento del calore delle linee in cavo interrato, provocano un anomalo incremento del rischio di guasti multipli sulle reti soprattutto nelle aree ad alta percentuale di cavazzazione (tipicamente aree urbane e centri di turismo estivo). Le analisi svolte in questo campo 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 2022-2024 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 Enel Grids, 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 31/12/2022 la struttura organizzativa della società e-distribuzione spa è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 22, del 07/12/2022 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 Industriale; Personale ed Organizzazione; Affari Legali e Societari;
- **12 Unità territoriali:** Area Operativa Piemonte e Liguria; Area Operativa Lombardia; Area Operativa Veneto e Friuli-Venezia Giulia; Area Operativa Emilia-Romagna; Area Operativa Toscana e Umbria; Area Operativa Lazio; Area Operativa Sardegna; Area Operativa Abruzzo Marche e Molise; Area Operativa Campania; Area Operativa Puglia e Basilicata; Area Operativa Calabria, Area Operativa Sicilia;
- **Data Protection Officer**, unità creata per adempiere agli obblighi della comunità europea ai fini della protezione dati sensibili.

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

Inoltre, a inizio 2022, con la Disposizione Organizzativa n. 941 versione 18 è stato definito l'attuale modello organizzativo, precedentemente descritto, 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 precedenti 57 zone e l'eliminazione delle 236 unità operative sostituite dalla creazione di 90 Unità Territoriali.

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

Consistenze

Come evidenziato nella tabella di seguito riportata, la consistenza al 31 dicembre 2022 del personale di e-distribuzione S.p.A. è stata pari a 15.609 unità, con un aumento netto di 903 unità rispetto al 31 dicembre 2021 dovuto a 536 cessazioni (di cui 344 per effetto art.4 e 31 per quota 100) e alla mobilità in uscita (154) verso altre Società del Gruppo.

Nel 2022 è proseguito inoltre il percorso di ricambio generazionale avviato negli ultimi anni, con l'inserimento 1.466 risorse di cui 830 impiegati e 636 operai; relativamente alla mobilità interna si è registrato l'ingresso di 127 risorse provenienti da altre Società del Gruppo.

	Consistenza al 31 dicembre 2021	Assunzioni e reinserimenti (*)	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2022
Dirigenti	94	-	10	3	7	94
Quadri	957	1	39	20	93	1.032
Impiegati	6.832	829	356	(10)	171	7.466
Operai	6.823	636	131	(40)	(271)	7.017
TOTALE	14.706	1.466	536	(27)	-	15.609

(*) di cui 6 impiegati in Apprendistato Duale

Sviluppo e Formazione

Le principali attività di Sviluppo dell'anno 2022 sono state le seguenti:

1. 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.
2. È stato dato avvio nel mese di settembre alla seconda edizione del 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 6 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.
3. Relativamente al piano di accompagnamento della nuova organizzazione iniziato nel 2021, 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), sono state implementate le seguenti iniziative:
 - o *Collaudo e Monitoraggio del Nuovo Modello Organizzativo: istituzione di 7 tavoli tecnici di lavoro (1 per ambito di governance del business) volti a raccogliere segnalazioni, identificare e descrivere eventuali problematiche connesse all'avvio della nuova organizzazione, individuare percorsi di risoluzione delle criticità e monitorarne gli sviluppi.*
 - o *Activation Lab dedicati ai capi BT e ai responsabili di Unità Territoriale;*
 - o *Eventi di engagement dedicati ai capi Operazioni Commerciali e agli Special Client Manager;*
 - o *Eventi di engagement dedicati ai capi Dispacciamento e Servizi e ai capi Unità dei Tecnici.*
 - o *Piano di formazione dedicato ai capi BT e ai vicecapi BT*
 - o *Esperienza di Shadowing dedicata ai Capi Blue Team, ai capi Unità Territoriale e ai capi Verifiche*
 - o *Catalogo formativo dedicato nell'ambito del Dispacciamento e Servizi e dell'Unità dei Tecnici*
 - o *Role Play a tema cucina in ambito Unità Territoriale*
 - o *Blue Meeting volti alla diffusione nei Blue Team della cultura della Safety Psicologica*
 - o *Momento dedicato alla Leadership Gentile e Safety Psicologica durante gli staff Meeting di Area: riflessione approfondita sui temi citati con il resp. di Area Operativa Regionale e con le sue prime linee*

al fine di tracciare una linea di comportamenti e azioni condivisibili e agibili nel contesto di Unità Territoriale

4. Sviluppo di un piano di comunicazione legato al nuovo modello organizzativo il cui obiettivo è stato quello di generare consapevolezza rispetto ai ruoli nati nell'ambito della nuova organizzazione, alla contestualizzazione degli stessi e alle principali novità sul piano del progetto di collaudo e monitoraggio organizzativo.
5. Nel luglio 2022 Enel e l'Università degli Studi dell'Aquila hanno siglato un protocollo per avviare un programma sperimentale di Apprendistato di Alta Formazione e Ricerca a partire dall'anno accademico 2023/2024 che vedrà il coinvolgimento di 15 studenti del secondo anno del corso di laurea magistrale in ingegneria elettrica. L'Apprendistato di Alta Formazione e Ricerca si concluderà con il conseguimento della laurea magistrale in ingegneria elettrica entro la durata del corso di studi.
6. Nell'Aprile 2022 si è conclusa la prima edizione il progetto di Cross Mentoring, iniziativa svolta in collaborazione con la camera di commercio Italo-Tedesca e dedicata alla crescita personale e professionale delle future donne manager. Si è trattato un programma della durata di 10 mesi, volto allo sviluppo della leadership femminile in azienda. I mentor (manager esperte) hanno accompagnato le mentee (aspiranti manager) in un percorso di affermazione professionale e di sviluppo personale, in preparazione al loro futuro ruolo. Questo programma ha favorito la crescita professionale delle donne di potenziale che hanno avuto modo di confrontarsi con altre culture aziendali e riflettere sul tema della gender awareness aumentando la propria reputazione e attrattività.

Per quanto riguarda il processo di Formazione per l'anno 2022, analogamente a quanto avvenuto nell'anno precedente, si è registrato un significativo ricorso– in considerazione della circolazione ancora significativa del virus Sars-Cov-2 – 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

Nel corso del 2022 le relazioni industriali del Gruppo Enel sono state fortemente condizionate dall'esigenza di governare tutti gli aspetti ed effetti correlati ai drammatici conflitti geopolitici e all'evoluzione della pandemia, coniugando tali esigenze con la priorità di garantire un sistema energetico sicuro e sostenibile, la progressiva transizione energetica e digitale, il tutto nell'ambito di un contesto aziendale che pone al centro la persona ed assicura la sua valorizzazione, partecipazione, benessere e safety

Nel mese di marzo è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali nazionali l'accordo New Way of Working (NWOW) che regola le nuove modalità di lavoro in smart working, annullando e sostituendo le precedenti intese e con piena operatività a partire da ottobre 2022. Il nuovo accordo introduce un sistema altamente innovativo, con ampie misure di

flessibilità, prevedendo l'alternanza di giornate di lavoro in sede per le attività cosiddette ad "alta sinergia" con giornate di lavoro da remoto per le quali è fissato un tetto massimo di 13 giorni mensili per attività remotizzabili, con possibilità di richiedere giornate aggiuntive a fronte di situazioni particolari (disabili, care giver, genitori figli piccoli etc.), ovvero un massimo del 40% per attività parzialmente remotizzabili, nonché misure organizzative a garanzia e tutela del benessere dei lavoratori ed una più agevole conciliazione dei tempi di vita e di lavoro, il diritto alla disconnessione, la fornitura della connettività mobile per tutti gli smart workers, il riconoscimento dei buoni pasto per i giorni di smart working.

Per quanto concerne lo stato emergenziale, è proseguito per tutto il 2022 il percorso condiviso con le Organizzazioni sindacali e relativi Comitati aziendali bilaterali sulla sicurezza, in linea con il nuovo Protocollo firmato da Governo e parti sociali su misure operative ed organizzative di contrasto e contenimento del Covid nei luoghi di lavoro.

Il 29 marzo 2022 è stato sottoscritto un protocollo fortemente innovativo e pilota, lo "Statuto della Persona", che ha avuto una diffusione anche nelle altre Country del Gruppo, nonché una eco esterna e mediatica di grande apprezzamento tanto da essere definito "un nuovo umanesimo del lavoro" (cit. Avvenire). Tale Statuto, finalizzato a promuovere la valorizzazione della persona nell'impresa, rappresenta la volontà di Enel e delle Organizzazioni Sindacali di co-costruire un percorso di partecipazione e di coinvolgimento sulla base di valori e principi condivisi in un sistema, improntato ad una relazione responsabile, gentile e di cura, che si articola in tre principali ambiti: benessere, partecipazione e produttività; conoscenza e apprendimento continuo; cultura e comportamenti della sicurezza. Alla sottoscrizione del suddetto Protocollo ha fatto seguito un percorso di "dissemination" ed illustrazione a cascata per una piena e consapevole condivisione con tutto il personale dei principi posti alla base dello Statuto e per agevolarne una concreta attuazione.

In data 18 luglio 2022, si sono conclusi i lavori che hanno portato alla sottoscrizione dell'accordo per il rinnovo del CCNL Elettrico, scaduto il 31.12.21, con copertura del triennio 2022-2024. L'intesa raggiunta dalle Parti, dopo il periodo pandemico, risponde alle esigenze di far fronte, in spirito di partecipazione, alle sfide della transizione energetica e digitale in atto, tracciando una rotta con la "persona al centro". In tale ottica si colloca la nuova Carta dei Valori della Persona allegata al CCNL con la quale si estendono a livello di settore elettrico quelli che sono i principi dello Statuto della Persona del Gruppo Enel, nonché interventi su alcuni istituti contrattuali (es. classificazione del personale con superamento del livello C2, apprendistato, formazione, reperibilità, diversity, ferie). Con riferimento alla parte economica, è stato previsto un incremento medio a regime pari a 243€.

In relazione alle novità normative e contrattuali introdotte in sede di rinnovo del CCNL elettrico sull'Apprendistato scolastico di primo livello e professionalizzante, nel mese di settembre 2022 si è provveduto ad adeguare l'accordo Quadro Enel vigente in materia del 13/2/2014.

In data 21/7/2022 è stato sottoscritto con le Segreterie Nazionali delle OO.SS l'accordo "ponte" di rinnovo del verbale sul Premio di Risultato, scaduto il 31 dicembre 2021, che prevede, per la parte normativa, la conferma per il 2022 dell'impianto precedente e, per la parte economica, il rinnovo per il triennio '22 - '24 con incremento per un importo complessivo a fine periodo parametrato su inquadramento BSS pari a € 280.

Grande attenzione è stata dedicata anche alla governance degli Istituti Sociali: nel mese di ottobre del corrente esercizio si sono svolte le elezioni per il rinnovo dell'assemblea dei delegati Fopen; effettuati, inoltre, verifica assetti organizzativi Arca e rifinanziamento sanità integrativa (Asem e Fisde).

Quale ulteriore espressione concreta dei principi generali sanciti con lo Statuto della Persona, nel mese di novembre 2022 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali, un protocollo di intesa definito con Inail nel quadro delle misure per il contrasto del fenomeno infortunistico nell'esecuzione del Piano nazionale di ripresa e resilienza e per il miglioramento degli standard di salute e sicurezza sui luoghi di lavoro.

Dal punto di vista delle relazioni sindacali specificatamente dedicate al perimetro di e-distribuzione Italia, in linea con uno scenario di contesto strategico focalizzato su sicurezza, qualità, digitalizzazione ed efficienza delle reti nei paesi più impegnati nell'elettrificazione sostenibile, sin dai primi mesi dell'anno 2022 si è avviato con le segreterie nazionali delle

organizzazioni sindacali un percorso di confronto e negoziazione politematico che ha visto le parti costantemente impegnate su politiche di valorizzazione del personale, organizzative ed occupazionali.

In materia di innovazione e miglioramento della qualità del servizio si inserisce il piano di smartizzazione delle cabine primarie e secondarie oggetto di confronto sindacale su articolazione progetto e negoziazione trattamento economico applicabile al personale operante in Task Force avviata a supporto delle aree con maggiori volumi di attività mediante definizione di specifico verbale di accordo.

Sul piano delle politiche del personale, nel mese di maggio 2022 si sono definiti specifici accordi in materia di rivalutazione del trattamento economico di trasferta per progetti a rilevanza nazionale, di rivisitazione di alcuni percorsi di evoluzione professionale e di ridefinizione di premi aggiuntivi con lo scopo di sostenere l'evoluzione di alcune metodologie di lavoro.

Ulteriore confronto sindacale è stato avviato in relazione a revisione ed ottimizzazione dei processi in ambito esercizio con particolare riferimento alla gestione delle chiamate per guasto/segnalazioni di pericolo (SSG).

Sempre sul piano organizzativo, il coinvolgimento delle organizzazioni sindacali nazionali e territoriali è stato esteso anche a tavoli tecnici, denominati di "Collaudo e monitoraggio organizzativo", costituiti con lo scopo di supportare avvio e proficuo funzionamento a regime del nuovo assetto organizzativo - attraverso raccolta, identificazione e risoluzione di criticità/aree di miglioramento - e monitorarne gli sviluppi.

Nel corso dell'intero anno 2022 costante ed articolato è stato, inoltre, il dialogo sindacale in materia di politiche occupazionali sia in termini di allineamento su progressivo avanzamento di cessazioni ed assunzioni effettuate sulla base di pregressi impegni sia in termini di ripresa e prosecuzione di nuova fase di monitoraggio dei volumi attività e dei fabbisogni di personale operativo ed impiegatizio. Tale nuova fase di monitoraggio, si è svolta a livello nazionale e regionale nell'ultimo bimestre dell'anno, sulla base di metodologia condivisa, con la duplice finalità di verificare i carichi di lavoro e le esigenze riferite alle attività tecnico operative, alla luce delle immissioni già effettuate e/o programmate, ed esaminare le altre professionalità complessivamente necessarie alle Unità tecniche centrali e alle Aree regionali per far fronte alle esigenze derivanti dal piano degli investimenti per lo sviluppo della rete, la qualità del servizio e la dinamica della clientela. Completata la fase degli incontri nazionali e regionali, le risultanze degli incontri saranno oggetto di sintesi a livello nazionale al fine di individuare le più opportune soluzioni ed indirizzare coerentemente iniziative e risorse per una più equilibrata distribuzione dei carichi di lavoro.

Particolare attenzione è stata, inoltre, dedicata all'area organizzativa dell'alta tensione nell'ambito della quale è stato costituito un gruppo di lavoro tecnico che ha definito una metodologia di valutazione dei volumi di attività delle unità Manutenzione Specialistica e Telecontrollo e Sistemi e delle competenze professionali necessarie i cui risultati sono stati oggetto di puntuale analisi congiunta con le organizzazioni sindacali nazionali.

Costante e proficua, infine, è stata la consultazione in sede di Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza di Infrastrutture e Reti, ove, attraverso periodici incontri a cadenza quindicinale, si è svolto esame congiunto su tutte le principali tematiche ed iniziative in materia di salute e sicurezza.

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 2022, come il 2021, è stato caratterizzato dalla pandemia da Covid-19, che ha pesantemente interessato il nostro Paese ed ha condizionato il normale svolgimento delle attività lavorative, in particolare nella prima parte dell'anno.

Iniziative di prevenzione e contrasto Covid-19

Per far fronte alla Pandemia e assicurare 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, via via aggiornati in funzione della evoluzione pandemica e delle modifiche legislative, accompagnati da campagne di comunicazione.

Tra le azioni di prevenzione poste in essere nel 2022 in continuità con il biennio precedente e coerentemente alle disposizioni legislative introdotte a fronte della rimodulazione della situazione emergenziale, 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;
- Misure individuali di prevenzione e protezione:
 - o dotazione a tutto il personale di dispositivi di protezione individuale ed altre dotazioni, quali ad esempio mascherine filtranti, mascherine chirurgiche, gel e spray disinfettante, ecc.;
 - o esecuzione autodiagnosi quotidiana presso il domicilio e/o presso apposite postazioni nelle sedi di lavoro;
- 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 continuato con la suddivisione dell'organizzazione in cellule indipendenti costituite da un numero limitato di lavoratori fino al superamento della fase emergenziale;
 - o adeguamento degli spazi di lavoro, 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:
 - o Campagna di vaccinazione antinfluenzale: vaccinati circa 5.500 colleghi e 3.100 familiari (dato aggregato a livello Country Italia)
- Attuazione controlli certificazioni verdi (Cd "Green Pass"): fino a quando richiesto, sono state implementate le misure governative, nei termini stabiliti dalla Policy di riferimento di Gruppo, su tutte le sedi e-distribuzione.

Nel corso del 2022 le diverse misure sono state via via ridotte in armonia con l'evoluzione pandemica e con le prescrizioni di legge. In particolare, terminata la fase emergenziale, è stato possibile superare l'organizzazione cellulare e lo smart working prolungato/alternato, con contestuale entrata a regime del nuovo accordo regolante le prestazioni in smart

working; in parallelo, e sempre gradualmente, sono state rese nuovamente utilizzabili le sale riunioni e le sale destinate ad eventi interni.

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

Il 2022 è stato caratterizzato dalla ripresa della formazione in presenza presso i Centri di Formazione e Addestramento. Rispetto ad un preventivo iniziale di 750 kh di formazione in ambito safety sono stati erogati corsi per 700 kh, ovvero è stato effettuato il 93% del preventivato. Il 36% della formazione erogata ha coinvolto il personale neoassunto sia di tipo operativo che impiegatizio (diplomati e laureati).

La formazione 2022 è stata impostata sia facendo riferimento agli obblighi normativi, pertanto al rispetto delle scadenze e delle periodicità delle abilitazioni in scadenza, ma anche con particolare attenzione verso le seguenti macroaree:

- adeguamento delle mansioni per il riassetto organizzativo, tra cui ad esempio:
 - Corsi Dirigenti;
 - Corsi ASPP e RSPP
 - Percorsi per Capi Blue Team e Vice Capi Blue Team
 - Creazione di nuovi Buddy Mentor
- Creazione di personale docente
 - Corsi di Safety Academy per abilitare alla formazione safety come previsto dal DI Marzo 2013
 - Corsi di "Train the trainer" al fine di irrobustire l'approccio in aula dei docenti anche alla luce della necessità di operare un cambio di approccio nella gestione della formazione degli adulti.
- Reskilling del personale tecnico di UT/ESR
 - Percorsi formativi di "Recap PES Supervisore"
 - Percorsi formativi di "PES MT/BT Supervisore"
 - Percorsi formativi di "PES AT Supervisore"

Nel 2022, nel progetto di Alternanza Scuola Lavoro, è stata completata la formazione di circa 45 ragazzi di istituti tecnici superiori selezionati e avviata la formazione di 6 laureandi dell'Università Roma 3 (ing. Elettronica).

Nel corso del 2022 sono state definite procedure organizzative e istruzioni di lavoro finalizzate ad una più precisa identificazione del processo di formazione, aprendo la strada ad ulteriori approfondimenti che sono in corso di sviluppo nel corso del 2023, come ad esempio:

- definizione di istruzioni di lavoro per percorsi neoassunti operativi e impiegati (in collaborazione con P&O)
- definizione di una profilazione del personale e mappatura del passaggio di profilo e conseguente gap formativo minimo (in collaborazione con P&O)
- definizione di un percorso formativo di "Recap PES AT Supervisore" e "Ispettore".

Sul fronte della formazione innovativa sono state emesse Specifiche tecniche per l'affidamento della realizzazione di cartoon 2D e 3D di tipo formativo.

Nell'ultima parte del 2022 è stato avviato un percorso di "Safety Leadership" destinato a circa 1.300 colleghi gestori, a vario livello, di risorse tecniche e/o operative, finalizzato ad innalzare il livello di attenzione ai processi safety, da gestire con approccio manageriale e agendo come Leader per il proprio gruppo.

L'iniziativa, che prevede momenti di focalizzazione tecnica, legale e psicologica/comportamentale, proseguirà nel corso del 2023 con l'obiettivo di rafforzare tutto il management operativo nel perseguimento dell'obiettivo zero infortuni.

Stop Work Policy

È continuata, in più forme diverse, l'azione di sensibilizzazione sia verso il personale e-distribuzione che verso le Imprese, circa 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.

Nei confronti del personale neoassunto (operativi e impiegati) sono stati erogati, nel corso delle prime formazioni, i moduli relativi alla Stop Work Policy, facendo riferimento anche alle recenti modifiche del D.Lgs. 81/08, e alla cultura del Buddy Partner.

Stop for Safety (S4S)

In data 28 aprile 2022, in concomitanza con la giornata internazionale della Sicurezza, e-distribuzione ha fermato tutte le attività programmate, sia quelle del proprio personale sia quelle delle proprie imprese appaltatrici, per l'intera mattinata, pur garantendo la continuità del servizio, con lo scopo di promuovere la riflessione ed il confronto sul tema della sicurezza. All'incontro hanno partecipato tutti i colleghi di E-Distribuzione e delle imprese appaltatrici.

Tutto il personale, riunito in gruppi coordinati 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. Al termine della giornata è stato chiesto a tutti i partecipanti di produrre un disegno che potesse identificarli nella safety e di firmare il manifesto della Stop for Safety prodotto nel 2021.

Tutti i disegni prodotti e votati dai singoli gruppi sono stati poi raccolti e analizzati da vari gruppi di lavoro e hanno portato alla selezione di 12 prodotti che sono stati destinati a street art e alla successiva creazione di un calendario.

In data 28 luglio 2022, in continuità con il precedente evento di S4S, è stato effettuato un ulteriore momento di riflessione che ha coinvolto tutto il personale di e-distribuzione e delle Imprese appaltatrici relativamente all'andamento infortunistico dei primi mesi dell'anno.

Metodi di Lavoro, DPI e Attrezzature

È proseguita nel corso del 2022 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 15 Metodi di Lavoro, 40 Specifiche Tecniche Unificate, seguiti 58 processi di omologazione e definiti altrettanti requisiti di gara.

È stato dato un particolare impulso al miglioramento della sicurezza sui lavori in elevazione con lo sviluppo di una nuova scala a sfilo ibrida che consente la scalata con linea vita anticaduta in tutte le condizioni operative e lo sviluppo di un nuovo metodo di lavoro (e relative attrezzature) per l'accesso alle cabine sotterranee in botola. La formazione, avviata nel 2022, proseguirà nel 2023, parallelamente alle consegne delle attrezzature.

Nel 2022 è stata ulteriormente consolidata l'attività dei Lavori Sotto Tensione MT, estendendo a tutte le Squadre territoriali la formazione sui metodi "a distanza" sugli isolatori rigidi.

Sono inoltre proseguite le attività formative per i metodi a contatto, che consentono maggiore rapidità e semplicità di esecuzione, per due squadre con l'acquisizione di un nuovo autocestello isolato.

HSE Update

È proseguita nel 2022 la diffusione periodica degli HSE Update, bollettini in cui vengono descritti ed analizzati gli eventi e gli indicatori HSE d'interesse (Infortuni, Near Miss, Eventi controllati).

Tali informative vengono condivise con tutto il personale di e-distribuzione e con le Imprese.

Nel corso del 2022 gli HSE Update sono stati integrati, per il personale e-distribuzione, con sezioni di Safety Reminders e di aggiornamento su metodi ed attrezzature.

Progetto #MissionZero

Nel 2022 il piano editoriale in ambito safety di e-distribuzione si è allineato al piano global di comunicazione e ha previsto la creazione di 12 pillole video sui pilastri:

- persone
- tecnologie
- processi

Sono stati inoltre svolti 3 momenti di approfondimento, guidati dai buddy mentor, durante i quali il personale è stato invitato a visionare e quindi discutere dei video emozionali a sfondo safety.

Nell'ambito del progetto #missionzero è stata avviata la produzione sperimentale di cartoon 2D e 3D a fini educativi e di divulgazione di incidenti, con esiti molto positivi.

Tutti i contributi video sono stati trasmessi anche mediante social e pubblicati in *loop* nei totem multimediali presenti nei Centri di Formazione e Addestramento.

Attività di controllo cantieri

L'attività di controllo è proseguita in linea con quanto fatto nel corso del 2021. In particolare, per quanto riguarda i controlli ad Impresa si è fatto riferimento all'andamento degli infortuni e delle non conformità riscontrate negli ultimi 12 mesi per il loro indirizzo, oltre a ricorre a controllori esterni per garantire una visione differenziata e terza.

Sono stati effettuati 53.156 controlli (vs. 51.839 del 2021) con un numero di cantieri irregolari pari a 1.891. Il tasso di irregolarità rilevanti è pari a 0,035% (n. 446 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 2022 è il seguente: preposti impresa sospesi 116 a cui si aggiungono 66 addetti sospesi.

Così come negli anni precedenti, è proseguita la 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.

Fatality Risk Index

Nel corso del 2022 è proseguito il processo di valutazione delle performance safety delle oltre 300 imprese appaltatrici operanti sul territorio nazionale. La profilazione di tali imprese si basata sull'adozione del Fatality Risk Index (FRI), determinato a partire dalle Non Conformità riscontrate in cantiere e dagli eventi infortunistici occorsi e pesato sulle ore lavorate da ciascun appaltatore. Nel corso del 2022 tale indicatore è stato ulteriormente sviluppato, portando in conto anche il livello di controlli eseguito sulla singola Impresa.

Sulla base di tale indicatore vengono quindi definite le azioni conseguenti; 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, fino alla sospensione parziale o totale dei lavori.

In particolare, nel corso del 2022 sono stati effettuati 61 Assessment, sia a fronte di criticità che per prima valutazione, mentre sono 7 le Imprese i cui lavori sono stati sospesi, parzialmente o totalmente a livello di Area, a seguito di Non conformità rilevanti o Infortuni High Potential.

Virtual Reality (VR)

La VR si è confermata essere un valido supporto alla formazione in campo in quanto permette agli operativi di specializzarsi e di acquisire i corretti modi di operare, ma soprattutto permette di apprendere il lavoro in fasi specifiche.

Nel 2022 gli scenari sono stati oggetto di sviluppo finalizzati ad incrementare il realismo, con l'inserimento di:

- fulminazioni
- vento
- realismo della morte
- volatili

Inoltre, è stato realizzato un nuovo scenario addestrativo relativo all'utilizzo del controventatore.

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

Nella seconda parte del 2022 è stata avviata la revisione della IO 3405 (PRE) con l'obiettivo di:

- Introdurre parti di maggior dettaglio per meglio far comprendere la ratio delle prescrizioni all'interno del documento
- Semplificare il wording per consentire una maggiore fruibilità del documento
- Aggiornare il documento in funzione delle evidenze emerse
- Inserire esempi applicativi e rappresentativi delle attività svolte

Nella prima parte dell'anno è stato effettuato, in presenza, un momento di refresh formativo per circa 1.800 tecnici, finalizzato a migliorare la corretta e completa applicazione delle PRE, in particolare nella compilazione dei Piani di Lavoro.

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.

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 2022 i controlli eseguiti da personale di e distribuzione su cantieri di sostituzione massiva sono stati circa 2.672.

Iniziative Digital in ambito HSE

Nel corso del 2022 è proseguita l'adozione e lo sviluppo degli applicativi HSE resi disponibili al personale:

- AIDA (gestione infortuni e near miss): in esercizio su tutte le Aree Territoriali Rete, è stato correntemente utilizzato nel corso dell'anno da parte di tutto il personale ed oggetto di diversi miglioramenti, con l'introduzione della versione mobile;

- Smart Control (applicativo per la gestione controlli in cantiere): la solution si è ulteriormente ampliata e consiste nei seguenti applicativi:
 - o S-CAN: applicativo per il monitoraggio delle attività safety gestite nei cantieri attraverso l'applicazione e-site worksite ed i controlli in campo effettuati con e-site controller. Nel 2022 i controlli al personale interno sono migrati completamente in S-CAN che si è consolidato come applicativo di riferimento per tale processo. Al termine del pilota integrato Smart Control – Open Portal l'applicativo SCAN diventerà, insieme a Q-CAN (Qualità Cantieri), il riferimento unico per il processo controlli, permettendo la dismissione dei precedenti applicativi.
 - o e-site controller: applicazione mobile per l'esecuzione digitalizzata dei controlli in cantiere, anche in off-line, e con processo integralmente paper-less. Permette inoltre la segnalazione delle Stop Work applicate in cantiere e, grazie alla possibilità di effettuare sincro in S-CAN, permette l'aggiornamento del cruscotto controlli in real time. Permette inoltre di verificare le dotazioni degli operativi e-distribuzione censite in aDAM durante l'esecuzione della visita ispettiva; applicazione in utilizzo sul 100% controlli personale interno ed in fase di roll out per i controlli alle imprese appaltatrici (previsto utilizzo del 100% anche per controlli impresa, entro il 2023).
 - o 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 e permette la segnalazione real time delle Stop Work al preposto del cantiere. Sono in corso sviluppi per completare alcune integrazioni propedeutiche alla full adoption sul personale e-distribuzione (E-CHO e WOL) emerse durante la fase pilota in Blue Team Palestrina. L'applicazione è attualmente in fase di sperimentazione sul pilota integrato Smart Control – Open Portal ai preposti impresa, in quanto andrà a sostituire le funzionalità 'safety' dell'App VCPC.
- aDAM e MaDAM (gestione DPI ed utensili): in esercizio completo dal 2022, sono state richieste e sono in corso di implementazione o già implementate diverse evolutive e correttive, la cui esigenza è emersa durante il primo anno di esercizio reale.
- Progetto Smart Assistance Watcher (ex Speed-y - monitoraggio parametri biometrici): in collaborazione con Enel X è stata sviluppata un'applicazione per Smart Watch per il monitoraggio dei parametri biometrici e la successiva gestione delle segnalazioni basata sull'utilizzo della piattaforma di telemedicina già sviluppata da Enel X. Il processo prevede l'invio delle segnalazioni ad una Centrale Operativa per l'eventuale invio dei soccorsi. L'intera catena è stata testata con successo, al momento è in fase di definizione un accordo con un partner per la gestione della Centrale Operativa
- App 5RO (monitoraggio applicazione 5 regole d'oro per la prevenzione del rischio elettrico): applicativo esteso nel 2021 a tutto il perimetro nazionale, ha raggiunto nel corso del 2022 percentuali di utilizzo prossime al 97% sui lavori AT ed MT. A fine 2022 è stato completato lo sviluppo dell'Intelligenza Artificiale a servizio dell'App 5RO, relativamente alla verifica desk delle foto caricate dagli operatori in campo. L'entrata in esercizio è prevista per l'inizio del 2023 e consentirà di ridurre drasticamente l'impegno del personale tecnico nella verifica delle foto, in quanto è in grado di effettuare un primo screening della bontà delle stesse
- Implementazione di un sistema di reportistica in Power BI (tool di Business Intelligence) che a fine anno conta oltre 80 report personalizzabili in maniera automatica al fine di facilitare le analisi dei processi HSE

Andamento infortunistico e action plan a seguito analisi eventi

Nel 2022 si registrano valori che evidenziano la ulteriore riduzione del fenomeno infortunistico nel suo complesso rispetto all'anno precedente, che conferma il trend decrescente degli ultimi 5 anni del tasso di frequenza combinato che risulta pari a 0.85 (- 12% rispetto al 2021, dato definitivo).

Per quanto attiene il personale di e-distribuzione, il tasso di frequenza, da un valore di consuntivo 2021 pari a 1,34 infortuni per milione di ore lavorate, registra a fine dicembre 2022 un valore di 1,01, con un decremento del 25%.

Nel corso del 2022 si è verificato un infortunio mortale di tipo elettrico ad un operaio di un'impresa appaltatrice.

Si sono inoltre registrati 13 infortuni di tipo "High-Potential", ovvero potenzialmente gravi, 7 in più dell'anno precedente, che hanno coinvolto sia il personale di e-distribuzione che delle imprese appaltatrici:

- a) e-distribuzione (7):
 - o Arco elettrico (2)
 - o Elettrocuzione (2)
 - o Caduta dall'alto (3)
- b) Imprese appaltatrici (6):
 - o Arco elettrico (3)
 - o Elettrocuzione (1)
 - o Caduta dall'alto (1)

Per gli infortuni High Potential, indipendentemente dalla gravità degli esiti, e per l'infortunio mortale 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 di Gruppo.

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 2021 pari a 0,67 registra a fine dicembre 2022 un valore pari a 0,71 (in aumento del 6% rispetto al 2021).

L'Organismo di Vigilanza 231 di e-distribuzione viene periodicamente informato circa l'andamento infortunistico, con particolare riferimento agli infortuni gravi e mortali occorsi a personale di e-distribuzione e di Imprese che lavorano per la stessa. La competente struttura di Safety della Capogruppo provvede invece ad informare l'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A.

Stakeholder e parti interessate

Nel corso del 2022, in continuità con il passato, e-distribuzione ha monitorato l'andamento degli infortuni dei terzi (persone comuni, imprese, lavoratori autonomi che non hanno alcun rapporto di natura lavorativa con e-distribuzione) correlati alla presenza delle proprie infrastrutture sul territorio. Al fine di incrementare la conoscenza e la sensibilità rispetto al rischio elettrico, sono state realizzate, campagne di informazione e di comunicazione, attraverso la sottoscrizione di accordi con istituzioni e associazioni di categoria.

A fronte di ciò è stata registrata una diminuzione degli incidenti del 35% rispetto al 2021. Per l'anno 2023 è quindi previsto il consolidamento degli interventi realizzati nel corso del 2022 e l'istituzione di nuovi accordi con Imprese che operano soprattutto nell'ambito delle grandi opere infrastrutturali.

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 2022 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 2021.

Milioni di euro	al 31 dicembre 2022	al 31 dicembre 2021	Variazione
Ricavi energia	6.154	6.167	(13)
Perequazione delta perdite positiva	15	-	15
Costo trasporto e acquisto energia	(1.758)	(1.738)	(20)
Perequazione delta perdite negativa	(9)	23	(32)
Margine trasporto energia	4.402	4.452	(50)
Altri ricavi	733	685	48
Altri proventi operativi	302	528	(226)
Altri ricavi e proventi operativi	1.035	1.213	(178)
Costo del lavoro	(526)	(930)	404
Materiali	(54)	(51)	(3)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(806)	(773)	(33)
Altri costi	(377)	(388)	11
Altri costi operativi	(1.763)	(2.142)	379
Margine operativo lordo	3.674	3.523	151
Ammortamenti e impairment	(1.358)	(1.347)	(11)
Risultato operativo	2.316	2.176	140
Oneri finanziari netti	(341)	(374)	33
Risultato prima delle imposte	1.975	1.802	173
Imposte	(575)	(514)	(61)
UTILE D'ESERCIZIO	1.400	1.288	112

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 4.402 milioni, risulta in decremento rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.452 milioni). La riduzione, di euro 50 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- al decremento, pari a euro 13 milioni, dei ricavi energia determinato dalla riduzione delle perequazioni (per circa euro 281 milioni) e dal maggior impatto negativo dei ricavi energia anni precedenti (pari a circa euro 18 milioni), parzialmente compensati dall'aumento dei ricavi tariffari (pari a circa euro 286 milioni);
- all'effetto negativo complessivo, pari a euro 17 milioni, della perequazione delta perdite relativa ad anni precedenti;
- all'aumento, pari a euro 20 milioni, del costo di trasporto e acquisto energia, riconducibile all'aumento dei costi di acquisto energia per usi propri (pari a euro 51 milioni), in parte mitigato dal minor costo trasporto energia registrato nell'esercizio 2022 (pari a euro 31 milioni).

Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.035 milioni (euro 1.213 milioni nel 2021), evidenziano un decremento di euro 178 milioni. I principali fenomeni che hanno generato tale riduzione si riferiscono:

- al decremento degli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 94 milioni, essenzialmente per l'iscrizione, al 31 dicembre 2022, di minori proventi per reintegro oneri di sistema (per euro 60 milioni) e per reintegro corrispettivi di rete (per euro 30 milioni);
- alla riduzione dei contributi da CSEA per i titoli di efficienza energetica, pari a euro 63 milioni, conseguente ai minori volumi di TEE acquistati nell'anno 2022 rispetto all'anno 2021;
- all'iscrizione, al 31 dicembre 2021, della plusvalenza derivante dalla cessione della partecipazione in Gridspertise, pari a euro 53 milioni;
- alla riduzione dei rimborsi per danni, pari a euro 14 milioni, in conseguenza dell'iscrizione, al 31 dicembre 2021, 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 ricavi per altre vendite e prestazioni, pari a circa euro 10 milioni, sostanzialmente riconducibile ai minori ricavi verso le società rumene del Gruppo (per circa euro 11 milioni) per forniture di contatori;
- alla riduzione dei ricavi per licenze d'uso, pari a euro 6 milioni.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento contributi di connessione e altri diritti accessori, pari a euro 64 milioni, in seguito all'aumento delle richieste di connessione e di altre prestazioni dai clienti finali e dai produttori.

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 1.763 milioni (euro 2.142 milioni nel 2021), evidenziano un decremento complessivo di euro 379 milioni, riconducibile prevalentemente:

- alla riduzione del Costo del lavoro, pari a euro 404 milioni, essenzialmente per l'iscrizione:
 - al 31.12.2021, della stima degli oneri connessi all'adesione da parte del personale avente diritto, al "Piano Digitalizzazione" (per euro 281 milioni) e al piano "Quota 100" (pari a euro 14 milioni);
 - al 31.12.2021, dell'onere pari a euro 30 milioni, relativo al debito per i pagamenti da effettuare a titolo di esodo ai dipendenti che a tale data avevano cessato la propria posizione lavorativa per l'adesione al "Piano Digitalizzazione";
 - al 31.12.2022, di circa euro 55 milioni di utili attuariali (portati a rettifica dei costi del personale) che ha comportato, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, una variazione positiva della voce in oggetto, pari a euro 58 milioni (al 31.12.2021 la Società aveva infatti rilevato perdite attuariali a rettifica dei costi del personale per circa euro 3 milioni);
 - al 31.12.2022, di maggiori capitalizzazioni, per circa euro 72 milioni, di costi del personale.

Tali effetti sono stati in parte mitigati dall'aumento, pari a complessivi euro 51 milioni, dei salari e stipendi e dei relativi oneri sociali.

- Al decremento degli Altri costi pari a euro 11 milioni, dato sostanzialmente dalla diminuzione dei costi per TEE (pari a euro 65 milioni). Tale impatto risulta ridotto dall'incremento degli indennizzi e penalità connessi alla qualità del servizio (pari a euro 21 milioni) e degli indennizzi pagati a clienti finali, traders, produttori e fornitori (per circa euro 9 milioni), dal maggior impatto degli accantonamenti e rilasci netti dei fondi rischi ed oneri (per complessivi euro 12 milioni) e dall'aumento delle minusvalenze da alienazione (pari a euro 10 milioni).

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

- l'aumento delle Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 33 milioni, essenzialmente per i maggiori costi di manutenzione e riparazione (per circa euro 32 milioni), per l'incremento degli accantonamenti (euro 15 milioni) e per l'aumento dei costi per management fee e altri servizi di coordinamento (pari a euro 6 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione dei costi per prestazioni professionali e tecniche

(pari a euro 11 milioni), di quelli per vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (pari a euro 5 milioni) e dei costi di amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (pari a euro 5 milioni);

- l'incremento del costo dei Materiali, pari a euro 3 milioni, per effetto dell'aumento degli acquisti di materiali, compreso l'effetto della variazione delle rimanenze (pari a euro 18 milioni) solo in parte compensato dalle maggiori capitalizzazioni effettuate nel 2022 (pari a circa euro 15 milioni).

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 3.674 milioni) ha subito un incremento di euro 151 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 3.523 milioni) dovuto alla riduzione degli Altri costi operativi, pari a euro 379 milioni, parzialmente mitigata dal decremento degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 178 milioni, e del Margine Trasporto Energia, pari a euro 50 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment (euro 1.358 milioni) mostrano un incremento di euro 11 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.347 milioni). Tale aumento è collegato all'incremento degli ammortamenti sia delle attività materiali, pari a euro 68 milioni, che delle attività immateriali, pari a euro 10 milioni, in parte mitigato dal decremento delle svalutazioni e ripristini di valore dei crediti commerciali, pari a euro 67 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2022 chiude con un Risultato operativo di euro 2.316 milioni, in aumento di euro 140 milioni rispetto al risultato operativo del 2021 (euro 2.176 milioni), in seguito all'aumento del Margine operativo lordo, pari a euro 151 milioni in parte compensato dall'incremento degli Ammortamenti e Impairment, pari a euro 11 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a euro 341 milioni nel 2022 (euro 374 milioni nel 2021), accolgono oneri finanziari per euro 383 milioni (euro 415 milioni nel 2021) e proventi finanziari per euro 42 milioni (euro 41 milioni nel 2021).

Imposte

Le Imposte sul reddito d'esercizio, pari a euro 575 milioni, accolgono le imposte correnti IRES e IRAP, pari a euro 509 milioni (di cui euro 10 milioni riferiti a rettifiche positive per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti) e la fiscalità differita netta, positiva per euro 66 milioni. L'incidenza delle imposte complessive sul Risultato ante imposte, pari a euro 1.975 milioni, è pari al 29,11%.

Nel 2021 le imposte sul reddito risultano pari a euro 514 milioni, a fronte di un Risultato ante imposte, pari a euro 1.802 milioni, con un'incidenza del 28,52%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile al diverso impatto sia delle imposte anticipate (negativo per circa 69 milioni al 31 dicembre 2022 e per 2 milioni al 31 dicembre 2021) sia delle sopravvenienze attive sulle imposte correnti (pari a circa euro 10 milioni al 31 dicembre 2022 e a circa euro 18 milioni al 31 dicembre 2021).

La riduzione delle attività per imposte anticipate è dovuta principalmente al rilascio dei fondi del personale e dei fondi per rischi e oneri.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2022 risulta pari a euro 1.400 milioni (euro 1.288 milioni nel 2021).

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 2022, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati al 31 dicembre 2021.

Milioni di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	17.505	15.770	1.735
Immobili, impianti e macchinari	20.210	18.833	1.377
Attività immateriali	513	482	31
Altre Attività non correnti	166	66	100
Passività contrattuali	(3.129)	(3.252)	123
Altre passività non correnti	(255)	(359)	104
Capitale Circolante Netto:	(487)	(1.148)	661
Rimanenze	793	551	242
Crediti commerciali	1.630	2.489	(859)
Altre attività	100	137	(37)
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(66)	(1.364)	1.298
Posizione tributaria netta	68	2	66
Debiti commerciali	(1.484)	(1.627)	143
Passività contrattuali	(1.048)	(846)	(202)
Altre passività correnti	(480)	(490)	10
Capitale investito lordo	17.018	14.622	2.396
Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette:	779	712	67
TFR e altri benefici ai dipendenti	(234)	(290)	56
Fondo rischi ed oneri	(380)	(505)	125
Attività per Imposte anticipate nette	1.393	1.507	(114)
Capitale Investito Netto	17.797	15.334	2.463
Patrimonio netto	4.934	4.652	282
Indebitamento finanziario netto	(12.863)	(10.682)	(2.181)

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 17.505 milioni) mostrano un incremento di euro 1.735 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 (euro 15.770 milioni), derivante dall'incremento degli immobili, impianti e macchinari (euro 1.377 milioni), delle altre attività non correnti (euro 100 milioni) e delle attività immateriali (euro 31 milioni) nonché dal decremento delle passività contrattuali (euro 123 milioni) e delle altre passività non correnti (euro 104 milioni).

L' incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 1.377 milioni, riflette:

- per euro 1.379 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti del periodo (pari a euro 2.585 milioni), parzialmente compensati dagli ammortamenti (pari a euro 1.149 milioni) e dalle dismissioni (pari a euro 57 milioni);

- per euro 2 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 56 milioni) e delle dismissioni (pari a euro 13 milioni), parzialmente compensati degli investimenti del periodo (pari a euro 67 milioni).

L'incremento delle Attività immateriali, pari a euro 31 milioni, deriva sostanzialmente degli investimenti, pari a euro 124 milioni, parzialmente compensati dagli ammortamenti, pari a euro 93 milioni.

L'aumento delle Altre attività non correnti, pari a euro 100 milioni, è riconducibile essenzialmente all'aumento del *fair value* positivo dei derivati non correnti di CFH da rischio tasso e cambio (complessivamente pari a euro 100 milioni), parzialmente mitigato dalla riduzione dei crediti e dei risconti attivi verso CSEA per TEE (pari a euro 2 milioni).

Il decremento delle Passività contrattuali, pari a euro 123 milioni, è connesso:

- alla riduzione dei risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori, pari a euro 172 milioni, per effetto dei rilasci della quota di competenza del periodo (pari a euro 402 milioni) e della riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota a breve (pari a euro 47 milioni). Tale effetto risulta parzialmente compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'anno 2022 (pari a euro 277 milioni);
- all'incremento, pari a euro 49 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 104 milioni, deriva sostanzialmente:

- dalla riduzione, pari a euro 90 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 del debito riferito alle competenze da erogare ai dipendenti e dirigenti che hanno cessato al 31 dicembre 2022 la propria posizione lavorativa in applicazione dei piani di esodo vigenti a tale data (euro 12 milioni).

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 487 milioni, mostra un decremento di euro 661 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 (negativo per euro 1.148 milioni). Tale variazione è la diretta conseguenza della riduzione dei debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 1.298 milioni), dei debiti commerciali (pari a euro 143 milioni) e delle altre passività correnti (pari a euro 10 milioni) nonché dall'aumento delle rimanenze (pari a euro 242 milioni) e della posizione tributaria netta positiva (pari a euro 66 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei crediti commerciali (pari a euro 859 milioni) e delle altre attività (pari a euro 37 milioni) oltre che dall'aumento delle passività contrattuali (pari a euro 202 milioni).

La riduzione dei Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 1.298 milioni), è essenzialmente dovuta alla riduzione dei debiti per componenti ed oneri di sistema (pari a euro 1.284 milioni) oltre che all'aumento dei crediti per perequazioni (pari a euro 80 milioni), degli altri crediti verso CSEA (pari a euro 74 milioni) e dei crediti per TEE (per euro 5 milioni). Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei debiti per perequazione (pari a euro 52 milioni), dei debiti per Penali e Indennità Continuità del Servizio (pari a euro 18 milioni) nonché dalla riduzione dei crediti per reintegro OdS (pari a euro 60 milioni) e dei crediti per reintegro OdR (pari a euro 17 milioni).

Il decremento dei Debiti commerciali, (pari a euro 143 milioni), è strettamente riconducibile alla riduzione dei debiti verso terzi (pari a circa euro 134 milioni) e di quelli verso società del gruppo (euro 9 milioni).

La riduzione delle Altre Passività correnti (pari a euro 10 milioni) deriva principalmente dalla riduzione dei depositi cauzionali dai clienti, pari a euro 20 milioni e degli acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari, pari a circa euro 11 milioni. Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'incremento dei debiti verso clienti pari a euro 18 milioni.

L'incremento delle Rimanenze (pari a euro 242 milioni) è riconducibile sia all'incremento del prezzo standard dei materiali di bassa e media tensione, a sua volta legato al prezzo di acquisto del materiale per il noto fenomeno dell'aumento dei costi delle materie prime, dei costi energetici e logistici, sia ai maggiori volumi presenti in magazzino al 31 dicembre 2022, in seguito al recupero di arretrati di consegne da parte dei fornitori, che ha interessato soprattutto l'ultima parte dell'esercizio 2022.

L'aumento della posizione tributaria netta positiva (pari a euro 66 milioni) è la diretta conseguenza dei seguenti fenomeni:

- l'aumento dei crediti per IVA di gruppo, pari a euro 43 milioni;
- il decremento dei debiti per imposte sul reddito, pari a euro 9 milioni: al 31.12.2022 la Società risulta a credito sia per IRES che per IRAP mentre nello stesso periodo dell'esercizio precedente, presentava un debito per IRES pari a euro 9 milioni;
- l'incremento dei crediti per imposte sul reddito, pari a euro 16 milioni, a seguito della rilevazione della stima delle imposte IRES e IRAP per l'esercizio 2022.

Tali impatti sono stati in parte compensati dall'aumento dei debiti per ritenuta d'imposta, pari a euro 2 milioni.

La riduzione dei Crediti commerciali (pari a euro 859 milioni) è correlata al decremento sia dei crediti commerciali verso società del gruppo (pari a euro 586 milioni) che verso terzi (per euro 485 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente mitigati dall'aumento dei crediti commerciali da abolizione lag regolatorio (euro 212 milioni).

L'incremento delle Passività contrattuali (pari a euro 202 milioni) è sostanzialmente conseguenza dell'aumento degli acconti sui contributi per allacciamenti e aumenti di potenza richiesti dalla clientela e in corso di ultimazione (euro 146 milioni), della quota dei risconti passivi su contributi dalla clientela che sarà riversata a Conto Economico nei successivi 12 mesi (euro 46 milioni), dei debiti per lavori in corso su ordinazione (euro 4 milioni), degli acconti diversi verso terzi per circa euro 3 milioni e della quota di risconti passivi per IRU che sarà riversata a Conto Economico entro i prossimi 12 mesi, pari a circa euro 3 milioni.

La riduzione delle Altre attività (pari a euro 37 milioni) è principalmente collegata a:

- le maggiori svalutazioni delle altre attività correnti operate nell'esercizio, pari a circa euro 23 milioni;
- l'incasso dell'ultima rata del credito connesso all'iscrizione del corrispettivo per la liquidazione anticipata e forfetaria dell'earn-out connesso alla vendita della partecipazione di 2i Rete Gas (ex Enel Rete Gas) pari a euro 13 milioni;
- l'incasso dei crediti verso imprese di assicurazione rilevati al 31.12.2021 (pari a euro 4 milioni);
- il decremento dei crediti per anticipi a fornitori (per euro 2 milioni) e dei risconti attivi su premi di assicurazione (per circa euro 1 milione).

Tali effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei crediti verso la società Gridspertise (pari a euro 6 milioni) per gli esiti dei derivati di copertura del rischio cambio relativi alle consegne dell'intero anno 2022 (proventi finanziari) che, in base agli accordi presi nel 2022 tra le due società, devono essere trasferiti a e-distribuzione.

Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette

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

Milioni di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
TFR e altri benefici ai dipendenti	(234)	(290)	56
Fondo rischi e oneri futuri	(380)	(505)	125
Imposte anticipate nette:	1.393	1.507	(114)
Passività per imposte differite	(35)	(14)	(21)
Attività per imposte anticipate	1.428	1.521	(93)
Totale	779	712	67

L'aumento del valore positivo della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 67 milioni, è conseguenza essenzialmente:

- del decremento del Fondo rischi e oneri futuri, pari a euro 125 milioni, derivante:
 - dal Fondo oneri per incentivi all'esodo e altri piani di ristrutturazione, che è stato interessato da euro 127 milioni di utilizzi, rilasci e altre variazioni;
 - dai Fondi Altri, interessati da euro 34 milioni di accantonamenti e da euro 27 milioni di utilizzi e rilasci;
 - dal Fondo franchigie assicurative, che è stato interessato da euro 21 milioni di accantonamenti e da euro 20 milioni di utilizzi;
 - dal Fondo vertenze e contenzioso, che è stato interessato da euro 7 milioni di accantonamenti e da euro 12 milioni di utilizzi e rilasci;
 - dal Fondo imposte e tasse, che è stato interessato da euro 1 milione di rilasci.
- della riduzione del TFR e altri benefici ai dipendenti, pari a euro 56 milioni;

Tali effetti sono stati in parte mitigati dalla riduzione delle Attività per Imposte anticipate nette, pari a euro 114 milioni, sostanzialmente in conseguenza della movimentazione dei fondi per rischi e oneri e del personale e del decremento del *fair value* dei derivati CFH.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a euro 17.797 euro milioni (euro 15.334 milioni al 31 dicembre 2021), risulta finanziato da mezzi propri per euro 4.934 milioni e da mezzi di terzi per euro 12.863 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto, pari a euro 4.934 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 414 milioni, e dall'Utile dell'esercizio, pari a euro 1.400 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 12.863 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 10.436 milioni), dal Finanziamento a breve (euro 1.500 milioni) e dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto verso Enel Italia (negativo per euro 1.115 milioni), parzialmente compensati dalle Attività finanziarie (euro 188 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	Variazione
Indebitamento a breve termine	(2.850)	(7.102)	4.252
Quota corrente Mutui BEI	(163)	(124)	(39)
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Quota corrente finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(26)	(24)	(2)
Quota corrente finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(1)	(1)	-
Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(10)	(17)	7
Quota corrente finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	-	(5.500)	5.500
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	(1.115)	(1.460)	345
Finanziamento a breve termine v/Enel Italia	(1.500)	-	(1.500)
Attività finanziarie correnti	54	113	(59)
Indebitamento a m/l termine	(10.013)	(3.580)	(6.433)
Mutui BEI	(2.233)	(2.096)	(137)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(447)	(536)	89
Mutuo CARISBO Sisma Emilia 2012	(6)	(6)	-
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(7.350)	(1.000)	(6.350)
Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(93)	(82)	(11)
Finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	(2)	(3)	1
Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(16)	(22)	6
Attività finanziarie non correnti	134	165	(31)
Indebitamento finanziario netto	(12.863)	(10.682)	(2.181)

Esso presenta un incremento rispetto allo scorso esercizio pari a euro 2.181 milioni, determinato dall'aumento dell'indebitamento netto a medio e lungo termine (pari a euro 6.433 milioni), parzialmente compensato dalla riduzione di quello a breve termine (pari a euro 4.252 milioni).

La variazione in aumento dell'indebitamento netto a medio e lungo termine, pari a euro 6.433 milioni, è essenzialmente determinata da:

- l'aumento dei finanziamenti a medio e lungo termine pari a complessivi euro 6.402 milioni;
- la riduzione delle attività finanziarie non correnti pari a euro 31 milioni.

L'aumento dei finanziamenti a medio e lungo termine, pari a complessivi euro 6.402 milioni, è generato sostanzialmente:

- dall'erogazione, nell'esercizio 2022, di nuovi finanziamenti a medio-lungo termine da Enel Italia (pari a complessivi euro 6.350 milioni);
- dall'ottenimento di una nuova tranches del mutuo BEI per il progetto e-grid (pari a euro 300 milioni);
- dall'iscrizione di nuovi finanziamenti da leasing (pari a euro 67 milioni).

Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla riclassifica delle quote correnti dei mutui BEI e CDP (pari a euro 252 milioni) e dei finanziamenti da leasing (pari ad euro 50 milioni) nonché da un *reassessment* di alcuni contratti di leasing che ha comportato la riduzione dei finanziamenti da leasing (pari ad euro 13 milioni).

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 31 milioni, si riferisce essenzialmente:

- alla riclassifica nei crediti finanziari e titoli a breve termine, pari ad euro 32 milioni, del credito finanziario vantato per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- all'incremento dei prestiti a dipendenti per euro 1 milione.

La riduzione dell'indebitamento a breve, pari a euro 4.252 milioni, è essenzialmente determinata da:

- i rimborsi dei finanziamenti a medio lungo termine verso Enel Italia (pari a euro 5.500 milioni) e dei finanziamenti bancari verso BEI e CDP (pari a euro 214 milioni), parzialmente compensati dalla riclassifica, dalla voce "Finanziamenti a lungo termine", della quota in scadenza entro i prossimi 12 mesi (pari a euro 252 milioni);
- la riduzione delle disponibilità liquide e conto corrente intersocietario, pari a euro 345 milioni;
- i pagamenti delle passività per leasing effettuati nell'esercizio 2022, pari ad euro 54 milioni, parzialmente compensati dalla riclassifica alla voce "Finanziamenti a lungo termine" della quota dei finanziamenti da leasing in scadenza entro i 12 mesi, pari a euro 50 milioni.

Tali effetti sono stati in parte mitigati da:

- l'ottenimento, nel corso dell'esercizio 2022, di una linea di credito revolving a breve termine dalla controllante, pari a euro 1.500 milioni;
- la riduzione delle attività finanziarie correnti (pari a euro 59 milioni) riconducibile sostanzialmente alla quota di 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, recuperata dalla fatturazione dei ricavi tariffari nell'esercizio 2022 (pari euro 56 milioni) e alla riduzione della quota a breve del credito finanziario relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici (pari a euro 2 milioni).

La riduzione delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 345 milioni, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo anno 2021 pari ad euro 1.288 milioni;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 5.714 milioni e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 54 milioni;
- dalla maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 193 milioni;
- dal pagamento delle imposte pari a euro 534 milioni.

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dall'incasso dei finanziamenti a medio lungo termine verso Enel Italia pari complessivamente a euro 6.350 milioni e della tranche del finanziamento BEI e-grid di euro 300 milioni;
- dall'incasso della linea di credito revolving a breve termine dalla controllante, pari a euro 1.500 milioni.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2023 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. L'Autorità ha già avviato i due procedimenti volti alla definizione della regolazione tariffaria per obiettivi di spesa e servizio (ROSS), sia nella versione base (delibera n. 271/2021/R/com) che integrale (delibera n. 527/2022/R/com), che dovrebbe essere gradualmente introdotta a partire dal 2024.

Con la delibera n. 614/2021/R/com l'Autorità ha definito i 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), e ha stabilito, 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. 720/2022/R/eel e n. 721/2022/R/eel sono stati aggiornati **i valori delle tariffe obbligatorie 2023** applicate ai clienti finali non domestici e domestici.

Nei primi mesi del 2023 è prevista la pubblicazione delle **tariffe di riferimento definitive 2022** di e-distribuzione, che definiscono i ricavi ammessi per il 2022, e delle **tariffe di riferimento provvisorie 2023**, attraverso le quali verranno quantificati, in via provvisoria, i ricavi ammessi per lo svolgimento del servizio di distribuzione e misura di energia elettrica per il 2023.

In materia di **bonus sociali**, con delibera n. 735/2022/R/com l'Autorità ha dato seguito alle disposizioni contenute nella Legge di Bilancio 2023, con cui è stata ampliata la fascia dei beneficiari ammessi ai bonus sociali (ISEE fino a 15.000 euro). Nel corso dei primi mesi del 2023 è quindi attesa la definizione da parte dell'Autorità delle relative modalità applicative.

In materia di **perdite di rete**, con la pubblicazione della delibera n. 117/2022/R/eel, il Regolatore ha stabilito i fattori percentuali convenzionali per le perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il biennio 2022-2023 e i fattori percentuali convenzionali di perdita da applicare ai fini del settlement del servizio di dispacciamento ai clienti finali con decorrenza 1° gennaio 2023. Un aggiornamento della regolazione è quindi atteso con decorrenza dal 2024, a margine di un relativo procedimento che sarà prevedibilmente completato entro il 2023.

In materia di **regolazione tariffaria dell'energia reattiva** sulle reti elettriche in media e bassa tensione, come disciplinato dalla delibera n. 232/2022/R/eel, a far data dal 1° aprile 2023, ai clienti in media tensione e ai clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW si applicheranno corrispettivi unitari per le immissioni di energia reattiva. A tal proposito la delibera ha previsto, già a partire dall'anno 2022, l'introduzione di nuovi obblighi informativi da parte delle imprese distributrici verso i clienti finali per consentire a questi ultimi di valutare se l'applicazione dei nuovi corrispettivi possa comportare un esborso e favorire l'eventuale messa in atto di azioni tecniche correttive finalizzate alla riduzione delle immissioni di energia reattiva con conseguente contenimento dei costi.

Relativamente alla revisione della regolazione tariffaria dell'energia reattiva sulle reti elettriche in alta e altissima tensione, con la delibera n.712/2022/R/eel del 20 dicembre 2022, ARERA ha disposto, a partire dal 1° aprile 2023, l'introduzione di corrispettivi per immissioni di energia reattiva da parte di clienti AT e di imprese di distribuzione. prevedendo la definizione

di un corrispettivo “base” da applicare sull’intera rete e di uno più elevato da applicare nelle aree caratterizzate da maggiore impatto degli scambi di energia reattiva. La nuova regolazione verrà completata nei primi mesi del 2023, con la pubblicazione delle aree e della disciplina per la definizione di eventuali deroghe.

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 2023 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 2023 la Società prevede un ulteriore incremento dei già elevati livelli di investimento del 2022, 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.

A tal proposito sono in corso stretti contatti con il MASE ed ARERA con l’intento comune di semplificare sia la procedura autorizzativa, sia l’iter di connessione degli impianti da fonti rinnovabili; un primo passo è stata l’emissione della delibera 674/22 del 9 dicembre 2022 che estende la facoltà di usufruire di un iter semplificato per l’installazione di impianti fotovoltaici fino ad una potenza di 200 kW presso clienti finali già dotati di punti di prelievo. Tali azioni porteranno ad un ulteriore aumento delle richieste di connessione rispetto al consistente volume del 2022, con maggiori impatti sulla rete elettrica anche in virtù di un potenziale aumento della potenza media degli impianti da connettere.

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 2023 proseguirà il **piano di installazione dei contatori 2G**, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 3,3 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 ≥ 1 MW), rimandando a successivi provvedimenti le disposizioni relative a impianti di potenza inferiore in MT e a quelli BT.

Con la delibera 730/2022/R/eel ARERA ha differito di 4 mesi le scadenze previste dalla delibera 540/2021 per tener conto della limitata disponibilità dei CCI sul mercato.

In merito alla regolazione sperimentale volta a incentivare interventi di ammodernamento da parte delle imprese distributrici delle "colonne montanti" negli edifici condominiali più datati (introdotta con la pubblicazione della delibera n.467/2019/R/eel e che avrebbe dovuto avere un a durata triennale) il Regolatore ha disposto la proroga del termine dell'iniziativa al 30 giugno 2023.

La Direttiva UE 944/2019 ha previsto per il DSO il ruolo di **acquirente di risorse per i servizi ancillari** locali come possibile alternativa ai potenziamenti di rete imponendo di considerare l'uso della flessibilità nella redazione dei piani di sviluppo per evitare la costruzione non giustificata di infrastrutture di rete e creare le condizioni per un pieno mercato delle risorse di flessibilità.

ARERA, in recepimento della Direttiva 944, con la pubblicazione della delibera n.352/2021 ha disposto l'avvio di una sperimentazione delle soluzioni regolatorie più appropriate per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali e per la relativa remunerazione. La sperimentazione viene effettuata per il tramite di progetti pilota per l'approvvigionamento di servizi ancillari locali predisposti dai DSO; in quest'ottica e-distribuzione ha avviato il **progetto pilota EDGE** per la sperimentazione dell'approvvigionamento di servizi ancillari locali e la relativa fase di consultazione pubblica dei soggetti interessati che si concluderà il 31 gennaio 2023.

Nel 2023 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 pubblicazione della delibera n.727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022 ARERA ha ratificato l'approvazione del Testo Integrato dell'Autoconsumo Diffuso (TIAD) attuando le disposizioni dei decreti legislativi 199/21 e 210/21 in materia di comunità energetiche rinnovabili, comunità energetiche dei cittadini, gruppi di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente, gruppi di clienti attivi che agiscono collettivamente, autoconsumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" con linea diretta, autoconsumatori individuali di energia rinnovabile "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione, clienti attivi "a distanza" che utilizzano la rete di distribuzione.

In materia di **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza**, nei primi mesi del 2023 è prevista l'emissione dei Decreti di Finanziamento per i progetti ammessi a finanziamento per i bandi Smart Grid e Resilienza ed e-distribuzione procederà ad accettare i provvedimenti di concessione. Contestualmente all'accettazione dei decreti di finanziamento e-distribuzione, come previsto dall'art. 13 degli Avvisi Pubblici Smart Grid e Resilienza, richiederà l'erogazione di un anticipo del 10 % del contributo concesso per ciascun progetto ammesso alle agevolazioni. In seguito all'approvazione della graduatoria dell'Avviso n.119 del 20 giugno 2020, già a partire dalla fine dell'anno 2022, è iniziata la fase di pianificazione degli interventi previsti nei progetti ammessi al finanziamento la cui realizzazione, già avviata, consentirà di raggiungere gli

obiettivi tecnici prefissati sia per la milestone *Hosting Capacity* del 31/12/2024, sia per la conclusione di tutti i progetti del 30/6/2026 e il raggiungimento dei target tecnici di progetto.

In particolare, sul fronte della integrazione delle rinnovabili (incremento **Hosting Capacity**), e-distribuzione prevede di incrementare la capacità della rete elettrica di distribuzione di ospitare, anche tramite interventi di digitalizzazione della rete, ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili per oltre 5.500 MW entro il 2026, di cui circa 900 MW già nel 2024.

Per quanto riguarda, invece, i progetti di elettrificazione dei consumi, l'obiettivo complessivo al 30/6/2026 è aumentare la potenza a disposizione dei cittadini per oltre 6.000.000 milioni di abitanti.

Infine, per una rete sempre più resistente ai cambiamenti climatici, gli interventi per incrementare la resilienza delle reti vertono a contenere il rischio di disalimentazione degli utenti, per circa 5.000 km di rete beneficiata (obiettivo finale da raggiungere entro il 30/6/2026), in caso di eventi climatici come la formazione di manicotti di ghiaccio, caduta di piante ed ondate di calore.

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 "Compliance" 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 eventuali attività di ricerca e sviluppo vengono imputate a Conto Economico nell'esercizio in cui sono sostenute. Le principali sono inerenti alle iniziative evidenziate nel paragrafo "Andamento operativo".

Sedi secondarie

In data 8 novembre 2022 è avvenuta la chiusura in Romania della branch di e-distribuzione (aperta per la realizzazione in questo stato di un sistema chiavi in mano di Smart Metering). Sono in corso di espletamento tutte le formalità necessarie per comunicare tale chiusura anche al Registro delle imprese italiano.

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 2022 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel Italia S.p.A., strumenti derivati sui tassi di interesse e sul rischio di cambio, nella forma di *interest rate swaps* e di *currency*

forwards. Tali strumenti derivati hanno la finalità, rispettivamente, di ricondurre a tasso fisso parte dell'indebitamento finanziario contratto a tasso variabile e di copertura del rischio cambio euro/dollaro riguardo le operazioni connesse all'acquisto di contatori digitali e concentratori.

Ulteriori informazioni sul valore nominale e sul *fair value* di tali strumenti finanziari sono riportate nelle Note esplicative 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 alle 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	2022	2021
Ricavi e altri proventi operativi			
Ricavi	8	6.886.639.465	6.851.623.414
Altri proventi operativi	9	317.779.632	527.923.094
	<i>[Sub Totale]</i>	7.204.419.097	7.379.546.508
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	10	773.809.172	705.997.746
Servizi	11	2.494.354.563	2.488.203.010
Costo del personale	12	1.030.510.233	1.360.685.808
Ammortamenti e Impairment	13	1.357.885.377	1.347.245.397
Altri costi operativi	14	386.030.144	364.724.480
Costi per lavori interni capitalizzati	15	(1.154.370.565)	(1.063.395.472)
	<i>[Sub Totale]</i>	4.888.218.924	5.203.460.969
		2.316.200.173	2.176.085.539
Risultato operativo			
Proventi finanziari da contratti derivati	17	3.211.809	5.161.268
Altri proventi finanziari	18	38.281.548	36.342.389
Oneri finanziari da contratti derivati	17	21.897.656	30.376.401
Altri oneri finanziari	18	360.813.310	384.952.549
		(341.217.609)	(373.825.293)
		1.974.982.564	1.802.260.246
Risultato prima delle imposte			
Imposte	19	574.830.602	514.307.006
		1.400.151.962	1.287.953.240
Risultato delle <i>continuing operation</i>			
Risultato delle <i>discontinued operation</i>			
		-	-
Utile (perdita) dell'esercizio			
		1.400.151.962	1.287.953.240

Prospetto di Conto Economico complessivo

Euro	Note	2022	2021
Risultato netto dell'esercizio		1.400.151.962	1.287.953.240
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	34	146.777.071	54.693.643
	<i>[Subtotale]</i>	146.777.071	54.693.643
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	34	23.060.747	(9.725.937)
	<i>[Subtotale]</i>	23.060.747	(9.725.937)
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	34	169.837.818	44.967.706
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio		1.569.989.780	1.332.920.946

Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	20-21	20.210.111.023	18.832.793.781
Attività immateriali	22	513.281.363	481.802.068
Attività per imposte differite	23	1.427.338.400	1.521.598.007
Partecipazioni	24	-	-
Derivati	25	101.921.856	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	26	134.016.751	165.387.650
Altre attività non correnti	27	64.074.088	65.775.547
	<i>[Subtotale]</i>	22.450.743.481	21.067.357.053
Attività correnti			
Rimanenze	28	793.262.069	551.080.607
Crediti commerciali	29	1.629.708.511	2.488.946.724
Attività derivanti da contratti con i clienti	8	-	13.000
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	30	429.243.066	345.716.625
Crediti per imposte sul reddito	31	28.242.336	12.504.899
Altri crediti tributari	32	68.605.743	25.509.715
Derivati	25	540.353	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine	33	54.475.744	112.566.079
Altre attività finanziarie correnti	34	1.088.245	-
Altre attività correnti	35	98.329.110	137.020.168
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	36	70.079.576	59.729.346
	<i>[Subtotale]</i>	3.173.574.753	3.733.087.163
TOTALE ATTIVITÀ		25.624.318.234	24.800.444.216

		al 31.12.2022	al 31.12.2021
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		1.164.816.102	994.918.122
Utili/(Perdite) accumulati		(230.939.010)	(231.112.249)
Utile dell'esercizio		1.400.151.962	1.287.953.240
Totale Patrimonio Netto	37	4.934.029.054	4.651.759.113
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	38	10.147.526.449	3.745.121.588
Benefici ai dipendenti	40	233.777.682	289.937.860
Fondi per rischi e oneri	41	265.998.951	366.902.249
Passività per imposte differite	23	34.816.092	13.636.893
Derivati	25	1.507.835	91.742.415
Passività contrattuali	44	3.129.227.266	3.251.973.410
Altre passività non correnti	42	253.796.959	266.883.502
	[Subtotale]	14.066.651.234	8.026.197.917
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	38	2.685.267.727	1.519.516.263
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	38	288.804.313	5.755.366.213
Fondi per rischi e oneri	41	114.049.667	138.495.237
Debiti commerciali	43	1.484.410.723	1.627.478.619
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	45	495.194.352	1.709.238.283
Debiti per imposte sul reddito	46	-	9.077.180
Altri debiti tributari	47	28.479.860	27.360.927
Derivati	25	-	-
Passività contrattuali	44	1.048.331.184	846.176.889
Altre passività finanziarie correnti	48	54.317.737	70.977.565
Altre passività correnti	49	424.782.383	418.800.010
	[Subtotale]	6.623.637.946	12.122.487.186
Totale Passività		20.690.289.180	20.148.685.103
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		25.624.318.234	24.800.444.216

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

Euro	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva di rivalutazione	Riserva disponibile	Riserva da valutazione strumenti finanziari CFH	Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	Altre riserve	Utili/(Perdite) accumulate	Risultato netto dell'esercizio	Totale Patrimonio netto
Totale al 1° gennaio 2021	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	(123.173.528)	(196.824.172)	459.594	(449.427.876)	1.452.686.484	4.553.200.621
Riparto Utile 2020:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Pagamento dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.234.740.000)	(1.234.740.000)
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	-	217.946.484	(217.946.484)	-
Altri movimenti 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:					54.693.643	(9.725.937)				
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	54.693.643	(9.725.937)	-	-	-	44.967.706
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.287.953.240	1.287.953.240
Differenze di arrotondamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2021	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	(68.479.885)	(206.550.109)	467.998	(231.112.250)	1.287.953.240	4.651.759.113
Riparto Utile 2021:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Pagamento dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.287.780.000)	(1.287.780.000)
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	-	173.240	(173.240)	-
Altre movimentazioni riserve	-	-	-	-	-	-	60.161	-	-	60.161
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	146.777.071	23.060.747	-	-	1.400.151.962	1.569.989.780
di cui:					146.777.071	23.060.747				
- Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-	146.777.071	23.060.747	-	-	-	169.837.818
- Utile del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	1.400.151.962	1.400.151.962
Differenze di arrotondamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2022	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	78.297.186	(183.489.362)	528.159	(230.939.010)	1.400.151.962	4.934.029.054,00

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Risultato d'esercizio		1.400.151.962	1.287.953.240
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	13	1.298.101.489	1.221.083.379
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	18	(4.454)	(22.972)
Accantonamenti e rilascio ai fondi	11-12-14	2.915.500	323.925.061
(Proventi)/Oneri finanziari netti	17-18	341.246.180	373.697.212
Imposte sul reddito	19	574.830.602	514.307.006
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	9-13-14	109.738.028	111.047.901
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		3.726.979.307	3.831.990.827
(Decremento) dei Fondi	40-41	(158.009.946)	(192.345.922)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	28	(242.181.462)	(92.285.919)
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali e attività contrattuali da clienti	8-29	822.541.064	731.914.603
Incremento/(Decremento) di altre passività nette	25-26-27-34-47-48-49	(52.299.602)	(4.666.904)
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	30-45-27	(1.294.368.619)	(367.710.767)
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	43	(143.067.896)	(1.159.509.120)
Incremento/(Decremento) di passività contrattuali	44	79.408.151	45.474.641
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	17-18	41.403.315	41.228.972
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	17-18	(328.365.964)	(346.325.163)
Imposte pagate	19-23-31-46	(533.832.536)	(446.887.218)
Cash Flow da attività operativa (A)		1.918.205.812	2.040.878.030
Investimenti netti in attività materiali e immateriali	20-21-22	(2.703.036.099)	(2.548.647.461)
Vendita partecipazione in Gridspertise S.r.l.	7-24	-	106.800.000
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(2.703.036.099)	(2.441.847.461)
Finanziamenti a lungo termine incassati nel periodo	38	6.650.096.465	1.304.407.282
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	38	(5.768.098.140)	(243.728.963)
Altre variazioni dei finanziamenti a lungo termine	38	-	278.361
Variazione netta dei finanziamenti a breve	38	1.165.751.464	555.995.225
Dividendi pagati	37	(1.287.780.000)	(1.234.740.000)
Incrementi/decrementi di attività e passività finanziarie incluse nell'indebitamento finanziario	26-33-38-48	(1.130.540.736)	(526.495.618)
Cash flow da attività di finanziamento (C)		(370.570.947)	(144.283.713)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		(1.155.401.234)	(545.253.144)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	33-36-38	(1.459.786.917)	(914.533.773)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	33-36-38	(2.615.188.151)	(1.459.786.917)

Euro	Note	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		(1.459.786.917)	(914.533.773)
Disponibilità liquide	36	59.729.346	48.985.153
C/c intersocietario	38	(1.519.488.246)	(963.518.926)
Finanziamenti a breve termine	38	(28.017)	-
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		(2.615.188.151)	(1.459.786.917)
Disponibilità liquide	36	70.079.576	59.729.346
C/c intersocietario	38	(1.185.054.643)	(1.519.488.246)
Finanziamenti a breve termine	38	(1.500.213.084)	(28.017)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(1.155.401.234)	545.253.144

Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022

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 2023 ha approvato il progetto di bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022 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 12 aprile 2023 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 2022 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 di Conto Economico 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*.

In particolare, seppur nella classificazione delle voci la Società non si discosti da quanto previsto dallo IAS 7, si precisa quanto segue:

- > nei flussi di cassa da attività operativa si riportano, oltre ai flussi di cassa rivenienti dalla gestione caratteristica, gli interessi sui finanziamenti concessi e ottenuti;
- > le attività di investimento includono gli investimenti in attività materiali e immateriali e le relative dismissioni ad eccezione delle attività materiali in leasing per le quali vengono rettificate le dismissioni e le nuove acquisizioni;
- > nei flussi da attività di finanziamento sono invece inclusi i flussi di cassa originati da operazioni di liability management e leasing e i dividendi pagati alla controllante;
- > si esplicita in una voce separata l'effetto cambio sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e si stornano, quindi, integralmente gli effetti di Conto economico in modo da neutralizzare il loro effetto nel cash flow da attività operativa.

Il bilancio è redatto nella prospettiva della continuità aziendale, applicando gli stessi principi contabili e criteri di redazione adottati al 31 dicembre 2022 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.

Per quanto riguarda gli effetti delle tematiche legate al cambiamento climatico, la Società ritiene il cambiamento climatico come 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 2022 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 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 al 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 effettuati nell'esercizio. Gli effetti contabili delle eventuali differenze tra la stima effettuata e i ricavi riconosciuti nelle tariffe di riferimento definitive, 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 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 voltore 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. 503/2021/R/com ha esteso l’applicazione delle agevolazioni per tutto l’anno 2022 per i titolari di utenze inagibili, per le utenze delle strutture abitative emergenziali e per le utenze situate nelle zone rosse.

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. 117 del 22 marzo 2022 ha aggiornato la disciplina delle perdite di rete per il biennio 2022-2023 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 disciplinati dalla Delibera ARERA n. 119/2022, integrata e modificata dalla Deliberazione ARERA n. 364/2022:

- Meccanismo di reintegrazione degli oneri generali di sistema, 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 ma non riscossi dai venditori;
- Meccanismo di reintegro delle tariffe di rete non incassate 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, entro il 30 aprile dell’esercizio successivo, 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 del Nord Italia. Al fine di perseguire questo obiettivo, pur confermando i livelli

obiettivo previsti nel precedente semi-periodo regolatorio 2016-2019, la delibera introduce strumenti altamente innovativi per stimolare e orientare le imprese di settore verso investimenti sia di tipo infrastrutturale che in innovazione tecnologica. Tra le altre, le principali novità, dedicate ad ambiti più critici nei quali il livello del servizio è inferiore a determinate soglie, riguardano l'introduzione della c.d. "regolazione speciale", ad adesione volontaria, e degli "esperimenti regolatori", individuati dalle stesse imprese, su specifici ambiti territoriali in cui testare tecnologie particolarmente innovative a fronte di opportune deroghe regolatorie transitorie. Inoltre, in caso di importanti interventi strutturali, dimostrabili e documentabili tecnicamente, per gli ambiti rientranti in "regolazione speciale" o tra quelli selezionati come "esperimenti regolatori", è prevista la possibilità di richiedere all'Autorità un posticipo dei termini per il raggiungimento dei livelli obiettivo, di 2 o 4 anni a seconda dei livelli di partenza, fermo restando il 2023 come anno di riferimento per tutti gli altri ambiti. La delibera ha, inoltre, introdotto aggiornamenti che tendono ad attenuare gli impatti di eventi meteo estremi, in particolare le fulminazioni.

La delibera incide sugli stessi indicatori monitorati della precedente regolazione, ovvero prevede che le imprese distributrici ricevano incentivi o paghino penali in virtù del raggiungimento o meno di obiettivi assegnati sulla durata complessiva e sul numero di interruzione per utente. Obiettivo di tale sistema di incentivazione è, in particolare, quello di promuovere il miglioramento della continuità del servizio a livello nazionale, riducendo le differenze territoriali a parità di grado di concentrazione e limitando il numero annuo delle interruzioni subite dagli utenti.

Sono inoltre confermati gli indennizzi forfetari ai singoli utenti BT e MT in caso di superamento degli standard specifici di continuità relativi al tempo massimo di ripristino dell'alimentazione.

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

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.

In data 30 settembre 2022, e-distribuzione ha presentato ad ARERA il Piano Resilienza 2022-2024 contenente 233 nuovi interventi, per i quali è in attesa della conferma dell'eleggibilità al meccanismo di premio e/o penalità che avverrà tramite deliberazione di ARERA.

La stima dei premi netti in materia di resilienza viene rilevata 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%.

A giugno 2022, con la Deliberazione 292/2022/R/EFR Arera ha stabilito, applicando le nuove formule sancite dalla Delibera 270, il contributo per l'anno d'obbligo 2021, pari a 250€/TEE, ed il contributo addizionale, pari a 3,44 €/TEE.

Per il periodo compreso tra il 1° giugno 2022 e il 31 dicembre 2022, relativo all'anno d'obbligo 2022, il contributo è stato stimato applicando la formula suddetta, ed è stato confermato pari a 250€/TEE. Non è possibile, invece stimare mensilmente il valore del contributo addizionale in quanto si basa su grandezze (volume dei titoli disponibili) quantificabili solo a fine anno d'obbligo.

Impairment delle attività non finanziarie

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

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

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

I flussi finanziari futuri attesi utilizzati per determinare il valore d'uso si basano sul più recente piano industriale, approvato dal management, contenente le previsioni di volumi, ricavi, costi operativi e investimenti. Queste previsioni coprono il periodo dei prossimi tre anni; per gli esercizi successivi, si tiene conto:

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

Il valore recuperabile è sensibile alle stime e alle assunzioni utilizzate per la determinazione dell'ammontare dei flussi di cassa e ai tassi di attualizzazione applicati. Tuttavia, possibili variazioni negli assunti di base su cui si basano tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze.

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 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 inferiore a 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. 49 “Attività e passività misurate al fair value”.

In conformità con il principio contabile internazionale IFRS 13, la Società include la misura del rischio di credito, sia della controparte (*Credit Valuation Adjustment* o CVA) sia proprio (*Debit Valuation Adjustment* o DVA), al fine di poter effettuare l'aggiustamento del *fair value* degli strumenti finanziari derivati per la corrispondente misura del rischio controparte, applicando la metodologia riportata alla nota 49 “Fair value measurement”.

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul fair value rilevato 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 ulteriori dettagli sulle principali ipotesi attuariali si rinvia alla Nota n. 40 "Benefici ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri

Per maggiori dettagli riguardo i fondi rischi e oneri, si rinvia alla Nota n. 41 "Fondi rischi e 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 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 il contratto di leasing, per riflettere nel calcolo del tasso di finanziamento marginale il fatto che il tasso di attualizzazione è direttamente collegato al tipo di attività sottostante, anziché a un tasso di finanziamento marginale generico. In particolare, il rischio di insolvenza per il locatore è mitigato dal suo diritto a reclamare l'attività sottostante.

Per ulteriori dettagli sulle passività del leasing, si rinvia alla nota n. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2022 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.

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

Nello scorso e 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 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; e
- il concedente controlla, tramite la proprietà, titolo a benefici o in un altro modo, qualsiasi interessenza residua significativa nell'infrastruttura alla scadenza dell'accordo.

Al fine di valutare l'applicabilità di tali disposizioni per la Società, il *management* ha provveduto ad effettuare un'attenta analisi della concessione del servizio di distribuzione di energia elettrica. Sulla base di tali analisi, le condizioni applicative previste dall'interpretazione in esame non risultano sussistere, disponendo il concessionario del pieno controllo dell'infrastruttura.

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

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

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.

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.

Per ogni obbligazione di fare, e in relazione alla tipologia di transazione:

- il ricavo viene rilevato nel corso del tempo sulla base dei progressi verso il completo adempimento dell'obbligazione di fare, se la stessa è adempiuta nel corso del tempo, come nel caso della prestazione dei servizi. La misurazione dei progressi verso l'adempimento di un'obbligazione di fare viene effettuata, in maniera consistente per obbligazioni di fare e circostanze simili, utilizzando un metodo basato sugli "output" oppure sugli "input". In particolare, il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost method) è considerato adeguato, tranne nei casi in cui un'analisi specifica del contratto suggerisca l'uso di un metodo più appropriato. Nel caso in cui non sia in grado di valutare ragionevolmente i progressi verso l'adempimento dell'obbligazione di fare, la Società rileva i ricavi solo nella misura dei costi sostenuti che sono considerati recuperabili;
- se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni, il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti.

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.

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*".

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.

Nelle tipologie contrattuali in essere al 31 dicembre 2022, 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, sia all'inception sia su base sistematica, la propria valutazione in base alla quale gli strumenti di copertura risultano altamente efficaci a compensare le variazioni di *fair value* e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

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

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

Per maggiori dettagli sulle assunzioni chiave circa la valutazione dell'efficacia e la misura dell'inefficacia si rimanda alla Nota 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 sottoparagrafo "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 venture sono contabilizzate al costo di acquisto. Il costo è rettificato per eventuali perdite di valore; queste ultime sono successivamente ripristinate qualora vengano meno i presupposti che le hanno determinate; il ripristino di valore non può eccedere il costo originario.

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

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

Al 31 dicembre 2022 la Società non detiene partecipazioni in società collegate.

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 (cd. *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 a incremento del valore contabile dell'elemento a cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici derivanti dal costo affluiscano 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. Sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile i costi di sostituzione di un intero cespite o di parte di esso; 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 alla Nota 2.1 “Uso di stime e giudizi del management”.

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:

Immobili, impianti e macchinari	Vita utile
Fabbricati strumentali	40 anni
Linee di Alta Tensione	40 anni
Cabine Primarie	15-32-40 anni
Reti di Media e Bassa Tensione	35 anni
Cabine Secondarie	30 anni
Contatori elettromeccanici	18 anni
Gruppi di misura bilancio energia	10 anni
Contatori elettronici	<=15 anni
Attrezzature	10 anni
Altri impianti e altri beni	2-5-10-17-20 anni

In aggiunta a quanto sopra riportato, si segnala che le revisioni periodiche relative alle varie categorie di immobili, impianti e macchinari, vengono ammortizzate in relazione all'intervallo di tempo intercorrente tra una verifica e l'altra, che solitamente è compreso tra tre e cinque 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.

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 già menzionato 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 rettificato 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 alla Nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

L'ammortamento ha inizio quando l'attività immateriale è disponibile per l'uso. Di conseguenza, le attività immateriali non ancora disponibili per l'uso non sono ammortizzate ma sono sottoposte a verifica annuale di recuperabilità (impairment test).

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente o al momento della loro dismissione (alla data in cui il ricevente ne ottiene il controllo) o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione. L'eventuale utile o perdita, rilevato a Conto economico, è determinato come differenza tra il corrispettivo netto derivante dalla dismissione, determinato secondo le previsioni dell'IFRS 15 in merito al prezzo dell'operazione, e il valore netto contabile dell'attività eliminata.

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

Attività immateriali	Vita utile
Diritti di brevetto industriale	3 anni
Licenze d'uso software	3-11 anni
Licenze d'uso SAP	5 anni
Sistema di gestione cartografica informatizzata reti	5 anni
Licenze Grid Blue Sky	<= 8 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 alla nota n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

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 summenzionati 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 cumulate 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 tali partecipazioni 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 scorporati 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).

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 dalla normativa nazionale relativa ai certificati di efficienza energetica (cosiddetti certificati bianchi). I contributi correlati ai certificati di efficienza energetica 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, 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 (regolata con strumenti rappresentativi di capitale) e da una componente monetaria (pagata per cassa), che maturerà qualora si verifichino specifiche condizioni. La componente monetaria è classificata come un'operazione regolata per cassa se è basata sul prezzo (o valore) degli strumenti rappresentativi di capitale della società che ha emesso il piano o, negli altri casi, come un altro beneficio ai dipendenti a lungo termine. Al fine di regolare la componente azionaria mediante l'assegnazione gratuita di azioni, sono stati approvati programmi di acquisto di azioni proprie a servizio di tali piani.

Per la componente azionaria, la Società rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo in cui le condizioni di permanenza in servizio e di conseguimento di determinati risultati devono essere soddisfatte (periodo di maturazione) e stima indirettamente il loro valore, e il corrispondente incremento di una specifica voce del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale (ossia, azioni della società emittente) alla data di assegnazione. Tale fair value si basa sul prezzo di mercato osservabile delle azioni, 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 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 permanenza in servizio e quelle di conseguimento di determinati risultati diverse dalle condizioni di

mercato saranno soddisfatte, cosicché, l'importo rilevato al termine del periodo di maturazione si basa sul numero effettivo di strumenti rappresentativi di capitale che soddisfanno tali condizioni 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 conseguimento di determinati risultati diverse da quelle di mercato e/o le condizioni di permanenza in servizio. Di contro, le operazioni sono considerate maturate indipendentemente dal fatto che siano soddisfatte o meno le condizioni di mercato o di non maturazione, purché siano soddisfatte tutte le altre condizioni di maturazione.

Se l'incentivo basato su strumenti rappresentativi di capitale è pagato per cassa, la Società rileva i servizi resi dai dipendenti come costo del personale lungo il periodo di maturazione e una corrispondente passività misurata al fair value della passività sostenuta. Successivamente, e fino al momento della sua estinzione, la passività viene rimisurata al fair value ad ogni data di riferimento del bilancio, considerando la migliore stima possibile dell'incentivo che maturerà, con le variazioni di fair value rilevate tra i costi del personale. Se il diritto a ricevere l'incentivo monetario non matura perché una o più condizioni non sono soddisfatte, la relativa passività sarà stornata.

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 già menzionata 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 i clienti per un ammontare che riflette il corrispettivo a cui si aspetta di avere diritto in cambio dei beni e dei servizi forniti, in accordo con il modello a 5 step previsto dall'IFRS 15:

- > individuazione del contratto con il cliente (step 1), a partire da quando il contratto stesso risulta legalmente efficace. In mancanza dei criteri dello step 1, ogni eventuale corrispettivo ricevuto dai clienti viene rilevato come anticipo;
- > individuazione delle obbligazioni di fare (step 2), ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi, che sono contabilizzate distintamente se effettivamente distinguibili per natura e nell'ambito del contratto, oppure, in via eccezionale, come unica obbligazione di fare, in caso si tratti di 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. Per ciascun bene o servizio distinto, la Società determina se agisce in qualità di "principal" o "agent". In tale ultimo caso, i ricavi (ovvero onorari o commissioni) sono rilevati su base netta;
- > determinazione del prezzo dell'operazione, all'inizio del contratto (step 3), come:
 - o corrispettivo a 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);
 - o considerando eventuali corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare ad esso, componenti di finanziamento significative. Il prezzo dell'operazione viene rettificato in ciascun esercizio per tenere conto di eventuali cambiamenti delle circostanze;
- > ripartizione del prezzo dell'operazione (step 4), all'inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare, incluse eventuali opzioni per l'acquisto di beni o servizi aggiuntivi che rappresentano un diritto significativo (differendo i relativi ricavi al momento in cui ha luogo il trasferimento di tali beni o servizi futuri o alla scadenza dell'opzione), generalmente sulla base del prezzo di vendita a sé stante di ciascun bene o servizio promesso;
- > rilevazione dei ricavi (step 5), quando (o man mano che) ciascuna obbligazione di fare è soddisfatta trasferendo il bene o servizio promesso al cliente.

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, le informazioni relative alle rimanenti obbligazioni di fare non vengono fornite.

Maggiori dettagli riguardo l'applicazione di tale modello di rilevazione dei ricavi sono forniti nella Nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e nella Nota 8 "Ricavi".

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 di interesse inferiore a quello di mercato è trattato come un contributo pubblico. Il finanziamento è inizialmente rilevato al fair value e il contributo pubblico è misurato come differenza tra il valore

contabile iniziale e il corrispettivo ricevuto. Il finanziamento è successivamente valutato conformemente alle disposizioni previste per le passività finanziarie.

I contributi pubblici sono rilevati a Conto economico, con un criterio sistematico, negli esercizi in cui la Società rileva come costi le relative spese che i contributi intendono compensare.

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

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

Proventi e oneri finanziari da derivati

I proventi e oneri finanziari da derivati includono:

- proventi e oneri da derivati valutati al *fair value* rilevato a Conto economico sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio;
- proventi e oneri da derivati di *fair value* hedge sul rischio di tasso d'interesse;
- proventi e oneri da derivati di cash flow hedge sul rischio di tasso d'interesse e tasso di cambio.

Altri proventi e oneri finanziari

Per tutte le attività e passività finanziarie valutate al costo ammortizzato e le attività finanziarie che maturano interessi classificate come al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo, gli interessi attivi e passivi sono rilevati utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

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 alla recuperabilità di tali attività, si rimanda allo specifico paragrafo nell’ambito delle stime.

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

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono compensate solo se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti che si genereranno al momento del loro riversamento e se sono applicate dalla medesima autorità fiscale sullo stesso soggetto passivo d’imposta oppure su soggetti passivi d’imposta diversi che intendono regolare le passività e le attività fiscali correnti su base netta, o realizzare le attività e regolare le passività contemporaneamente, in ciascun esercizio successivo nel quale si prevede che siano regolati o recuperati ammontari significativi di passività o di attività fiscali differite

Incertezza sui trattamenti ai fini dell’imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza, andrà considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l’Autorità fiscale. Se si ritiene che sia probabile che l’autorità fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine “probabile” inteso come “più verosimile che non”), allora la Società rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12 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 2022:

- > “*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.

- > “*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 degli 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.
- > “*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.
- > “*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 da includere 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 rispetto a quanto rappresentato nell'Esempio illustrativo 13 in merito ai requisiti per gli incentivi al leasing. In effetti, l'esempio includeva un rimborso per migliorie 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 migliorie 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.

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'elettrificazione 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 CO₂ 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'elettrificazione 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 CO₂ anche attraverso una progressiva decarbonizzazione della nostra filiera produttiva. Attraverso un approccio denominato “grid mining” si sta analizzando l'intera catena del valore degli asset di rete con l'obiettivo di migliorare la creazione di valore a lungo termine, utilizzando la rete come una “miniera” di materiali, che opportunamente rigenerati possano essere utilizzati come input per la produzione di nuovi asset di rete o di nuovi prodotti

in altre filiere produttive. Il primo progetto di “*grid mining*” è stato il “*Circular Smart Meter*” avviato con l’obiettivo di ridurre l’impronta ambientale dei contatori di seconda generazione attraverso, per esempio, la rigenerazione a fine vita dei materiali che li compongono, a partire dalla plastica. Un altro dei principi fondamentali della Economia Circolare è il “*circular by design*”, seguito per incorporare la circolarità nella catena del valore degli asset sin dalla loro progettazione riducendo l’uso di materiali vergini, aumentando la resilienza della Supply Chain e limitando gli impatti ambientali, in primis le emissioni di gas climalteranti.

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

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

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

Per ulteriori dettagli sulle implicazioni finanziarie relative agli argomenti legati al cambiamento climatico, si rimanda alla Nota 2.1 “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 al conflitto Russia-Ucraina

Nel corso del 2022 e-distribuzione ha monitorato costantemente i riflessi della crisi internazionale conseguente il conflitto Russia-Ucraina sul proprio business valutando anche l’evoluzione delle variabili di mercato (per esempio tassi di cambio, tassi di interesse).

Inoltre, la Società ha effettuato le analisi volte alla valutazione degli impatti indiretti della guerra in Ucraina sulle attività di business, con particolare riferimento alla minore disponibilità di approvvigionamento di materie prime e all’incremento generalizzato dei prezzi delle *commodity*.

In considerazione delle diverse raccomandazioni degli organismi di vigilanza nazionali e sovranazionali^[1] sul tema e 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 di e-distribuzione S.p.A. un monitoraggio costante delle variabili macroeconomiche e di business, che consente di effettuare la migliore stima dei potenziali impatti connessi ai cambi regolatori nonché sui fornitori e sui contratti ad essa applicabili.

Si segnala, a tale riguardo, che non sono emersi impatti significativi legati al conflitto russo-ucraino al 31 dicembre 2022.

[1] ESMA Public statements n. 71-99-1864 del 14 marzo 2022, n. 32-63-1277 del 13 maggio 2022 e n. 32-63-1320 del 28 ottobre 2022; CONSOB Richiami di Attenzione contenuti nei notiziari settimanali 9-14 marzo 2022 e 10-21 marzo 2022, n. 3/22 del 19 maggio 2022.

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. Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo

Nell'esercizio 2022 non si segnalano operazioni straordinarie di acquisizione o cessione rami d'azienda.

Si ricorda che nell'esercizio 2021, nell'ambito del più ampio progetto di riorganizzazione del Gruppo Enel e, in particolare, della linea di business Global Infrastructure & Networks, 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.

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. ad un corrispettivo pari a euro 106.800 migliaia, rilevando una plusvalenza pari a euro 53.371 migliaia, rilevata tra gli "Altri proventi operativi".

Informazioni sul Conto Economico

8. Ricavi – Euro 6.886.639 migliaia

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

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Ricavi trasporto energia elettrica:	6.154.325	6.166.838	(12.513)	-
Ricavi trasporto energia (terzi)	2.840.250	2.778.296	61.954	2%
Ricavi trasporto energia (gruppo)	2.992.961	2.964.165	28.796	1%
Perequazioni	(84.032)	197.410	(281.442)	(>100%)
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	(27.818)	(10.324)	(17.494)	>100%
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i>	<i>(33.300)</i>	<i>(16.935)</i>	<i>(16.365)</i>	<i>97%</i>
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	<i>5.482</i>	<i>6.611</i>	<i>(1.129)</i>	<i>(17%)</i>
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	432.964	237.291	195.673	82%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	607.683	544.039	63.644	12%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	237.848	220.201	17.647	8%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	164.012	150.158	13.854	9%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	148.224	108.547	39.677	37%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	57.599	65.133	(7.534)	(12%)
Lavori in corso su ordinazione:	23.569	23.120	449	2%
Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi)	23.569	8.030	15.539	>100%
Lavori e servizi in corso su ordinazione (gruppo)	-	15.090	(15.090)	(100%)
Altre vendite e prestazioni:	83.563	92.497	(8.934)	(10%)
Ricavi da vendita beni (terzi)	25.101	22.716	2.385	10%
Ricavi da vendita beni (gruppo)	1.431	12.275	(10.844)	(88%)
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	47.307	50.052	(2.745)	(5%)
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	9.724	7.454	2.270	30%
Ricavi per licenze d'uso:	12	6.129	(6.117)	(100%)
Ricavi per licenze d'uso (gruppo)	12	6.129	(6.117)	(100%)
Locazione beni strumentali:	11.859	12.963	(1.104)	(9%)
Locazione beni strumentali (terzi)	11.859	4.093	7.766	>100%
Locazione beni strumentali (gruppo)	-	8.870	(8.870)	(100%)
Altri ricavi:	5.628	6.037	(409)	(7%)
Ricavi da leasing operativo (terzi)	5.628	4.485	1.143	25%
Ricavi da leasing operativo (gruppo)	-	1.552	(1.552)	(100%)
Totale Ricavi	6.886.639	6.851.623	35.016	1%

I Ricavi da trasporto energia elettrica, complessivamente pari al 31 dicembre 2022 a euro 6.154.325 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”, normato con la Delibera ARERA n. 654/2015.

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

I ricavi trasporto energia elettrica risultano complessivamente in riduzione di euro 12.513 migliaia rispetto allo stesso periodo del 2021 (pari a euro 6.166.838 migliaia) essenzialmente in seguito:

- alla riduzione dei ricavi da perequazione, pari complessivamente a euro 281.442 migliaia;
- al maggior impatto negativo dei ricavi trasporto anni precedenti, pari a euro 17.494 migliaia.

Tali effetti risultano parzialmente compensati dall'incremento dei ricavi da abolizione regulatory lag, pari a euro 195.673 migliaia e dall'incremento dei ricavi trasporto energia, pari complessivamente a euro 90.750 migliaia (di cui euro 61.954 migliaia riferiti ai terzi ed euro 28.796 migliaia, riferiti a società del gruppo).

I ricavi derivanti da meccanismi di perequazione, negativi per euro 84.032 migliaia (positivi per euro 197.410 migliaia al 31 dicembre 2021), presentano un decremento complessivo pari a euro 281.442 migliaia dovuto:

- per euro 312.551 migliaia alla perequazione rilevata nel 2021 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. Nel corso del 2022 tale agevolazione non è stata rinnovata;
- per euro 50.674 migliaia al peggioramento della perequazione negativa dei ricavi relativi al servizio di distribuzione (la perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione al 31 dicembre 2021 era negativa per euro 143.676 migliaia) per effetto dei maggiori ricavi fatturati rispetto ai ricavi ammessi;
- per euro 5.671 migliaia alla perequazione relativa al riconoscimento della maggiore remunerazione sugli investimenti incentivati rilevata al 31 dicembre 2021 in applicazione della delibera 558/2021;
- per euro 225 migliaia ad un lieve incremento del meccanismo di perequazione per gli eventi sismici del centro Italia.

Tali effetti sono stati in parte mitigati:

- per euro 51.254 migliaia dall'aumento del meccanismo di perequazione usi propri, diretta conseguenza dell'aumento del costo energia intervenuto nell'esercizio 2022;
- per euro 31.879 migliaia all'incremento della perequazione dei costi di trasmissione, in seguito ai maggiori costi di trasmissione sostenuti dalla Società nel 2022 rispetto ai ricavi derivanti dalla componente *tras* fatturati nello stesso esercizio ai traders;
- per euro 4.546 migliaia al miglioramento della perequazione negativa relativa alla misura.

L'aumento, pari a euro 17.494 migliaia, della rettifica negativa dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti è principalmente riconducibile:

- alla presenza, al 31 dicembre 2021, di una sopravvenienza attiva relativa ad una perequazione anni precedenti, pari a euro 20.676 migliaia;
- alla maggiore sopravvenienza passiva, rilevata al 31 dicembre 2022, relativa a ricavi da abolizione lag regolatorio anni precedenti, in conseguenza dell'aggiornamento dei volumi di investimento e dei parametri utilizzati ai fini della stima, pari a euro 6.092 migliaia.

Tali impatti sono stati in parte compensati:

- dalle minori sopravvenienze passive per perequazioni anni precedenti, pari complessivamente a euro 9.273 migliaia, essenzialmente imputabili sia al differente impatto delle tariffe di riferimento definitive 2021 (definite con

Delibera ARERA n. 153/2022/R/eel) rispetto a quelle di riferimento definitive del 2020 (definite con Delibera ARERA n. 131/2021/R/eel), sia all'aggiornamento dei volumi considerati ai fini del calcolo delle perequazioni.

I ricavi da abolizione lag regolatorio, pari a euro 432.964 migliaia (euro 237.291 migliaia al 31 dicembre 2021), accolgono per euro 385.721 migliaia la remunerazione correlata agli investimenti e per euro 47.243 migliaia quella correlata agli ammortamenti accelerati rilevati sui contatori 1G.

L'incremento della voce, pari a euro 195.673 migliaia, deriva essenzialmente dall'aumento della remunerazione correlata agli investimenti, per effetto sia dei maggiori investimenti effettuati dalla Società nell'esercizio 2022 che per la variazione in aumento dei tassi deflatori utilizzati ai fini del calcolo, così come previsto dalla delibera ARERA n. 720/2022.

I Ricavi da trasporto energia, pari al 31 dicembre 2022 a euro 6.154.325 migliaia, si riferiscono, per euro 2.992.961 migliaia (euro 2.964.165 migliaia al 31 dicembre 2021), ai ricavi verso le altre società del gruppo, principalmente verso Enel Energia S.p.A. per il trasporto al Mercato Libero e al mercato della Salvaguardia (euro 1.897.865 migliaia) e verso Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. per il trasporto al mercato della Maggior Tutela (euro 1.094.377 migliaia), e per euro 2.840.250 a ricavi verso terzi.

L'incremento dei ricavi trasporto energia complessivi, pari a euro 90.750 migliaia, è essenzialmente determinato dall'incremento della quota dei ricavi fatturati per la componente *DIS* e *MIS* a remunerazione dei costi rispettivamente di distribuzione e di misura dei clienti in bassa tensione.

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2022 ammontano complessivamente a euro 607.683 migliaia (euro 544.039 migliaia al 31 dicembre 2021) sono aumentati di euro 63.644 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è la diretta conseguenza dell'aumento delle attivazioni di connessione e delle altre prestazioni richieste dai clienti finali, traders e dai produttori nel corso dell'anno 2022, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2022, a complessivi euro 401.860 migliaia (euro 370.359 migliaia al 31 dicembre 2021), 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 2022, a complessivi euro 205.823 migliaia (euro 173.680 migliaia al 31 dicembre 2021), 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 23.569 migliaia (euro 23.120 migliaia al 31 dicembre 2021), 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. Essi risultano sostanzialmente in linea con i valori dell'esercizio precedente.

Le altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2022 a complessivi euro 83.563 migliaia (euro 92.497 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono per euro 72.408 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 11.155 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a complessivi euro 72.408 migliaia (euro 72.768 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 30.246 migliaia ai servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 26.814 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 25.101 migliaia alla vendita a terzi di materiali e bobine (euro 22.716 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 4.579 migliaia a proventi per richieste di messa fuori servizio impianti (euro 12.058 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 5.530 migliaia a ricavi per servizi di mitigazione resi a Terna S.p.A. (euro 9.072 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 4.450 migliaia a ricavi connessi a lavori di adeguamento dei sistemi protettivi e di automazione della rete AT per le cabine primarie di Terna S.p.A.

Le altre vendite e prestazioni verso società del gruppo, pari a euro 11.155 migliaia (euro 19.729 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 5.257 migliaia a ricavi verso Servizio Elettrico Nazionale essenzialmente per prelievi irregolari e per danni ad apparecchi di misura (euro 994 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 1.673 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 1.649 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 1.111 migliaia per servizi di manutenzione sugli impianti di illuminazione pubblica verso la società Enel Sole (euro 825 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 1.081 migliaia (euro 12.886 migliaia al 31 dicembre 2021) 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 858 migliaia (euro 1.211 migliaia al 31 dicembre 2021) a ricavi verso Enel Energia per servizi di misura e per rimborsi di prelievi irregolari e per danni ad apparecchi di misura;
- per euro 241 migliaia a ricavi per prestazioni di servizi amministrativi e di supporto tecnico verso la nuova società del gruppo Gridspertise (euro 1.385 migliaia al 31 dicembre 2021);
- per euro 242 migliaia (euro 654 migliaia al 31 dicembre 2021) a ricavi verso Enel Grids S.r.l. (già 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 2022, a euro 12 migliaia (euro 6.129 migliaia al 31 dicembre 2021) si riferiscono alle *fee* ricevute dalla società Gridspertise 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 11.859 migliaia (euro 12.963 migliaia al 31 dicembre 2021), riguardano essenzialmente ricavi riferiti alla concessione di diritti d'uso (IRU) per l'appoggio di fibra ottica sull'infrastruttura fisica della Società e per ricavi per servizi di housing.

Gli Altri ricavi, pari a complessivi euro 5.628 migliaia (euro 6.037 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono a ricavi da leasing operativo in cui la Società opera in qualità di locatore. In particolare, per euro 1.657 migliaia, sono relativi alla locazione di spazi all'interno delle cabine di proprietà effettuata a favore di Open Fiber e per euro 3.971 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		
	2022	2021
Italia	6.884.941	6.828.945
Spagna	(8.364)	1.743
Romania	2.766	13.706
Svizzera	-	23
Gran Bretagna	6.540	6.469
Altri	756	737
Totale	6.886.639	6.851.623

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

	2022		
	Point in Time	Over Time	Totale
Ricavi trasporto energia elettrica:	-	6.154.325	6.154.325
Ricavi trasporto energia elettrica (terzi)	-	2.840.250	2.840.250
Ricavi trasporto energia elettrica (gruppo)	-	2.992.961	2.992.961
Perequazioni	-	(84.032) -	84.032
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	-	(27.818) -	27.818
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)</i>	-	5.482	5.482
<i>Ricavi da trasporto energia elettrica esercizi precedenti (gruppo)</i>	-	(33.300) -	33.300
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	-	432.964	432.964
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	205.823	401.860	607.683
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	-	237.848	237.848
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	-	164.012	164.012
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	148.224	-	148.224
di cui Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	57.599	-	57.599
Lavori in corso su ordinazione:	15.943	7.626	23.569
Lavori in corso su ordinazione (terzi)	15.943	7.626	23.569
Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-	-
Altre vendite e prestazioni:	50.303	33.259	83.562
Ricavi da vendita beni (terzi)	25.101	-	25.101
Ricavi da vendita beni (gruppo)	1.431	-	1.431
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	16.990	30.318	47.308
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	6.781	2.941	9.722
Locazioni beni strumentali:	-	11.859	11.859
Locazioni beni strumentali (terzi)	-	11.859	11.859
Locazioni beni strumentali (gruppo)	-	-	-
Ricavi per licenze d'uso	12	-	12
TOTALE	272.081	6.608.929	6.881.010

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 31.12.2022	al 31.12.2021
Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"	1.629.402	2.483.583
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	1.515.809	1.790.564
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	113.593	693.019
Attività derivanti da contratti con i clienti	13	13
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	13	13
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
Passività contrattuali non correnti:	(3.129.227)	(3.251.973)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(1.700.228)	(1.801.417)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(1.194.194)	(1.264.703)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(234.805)	(185.853)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	-	-
Passività contrattuali correnti:	(1.048.331)	(846.177)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	(14.733)	(10.557)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (gruppo)	-	-
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(544.378)	(410.432)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(52.299)	(40.659)
di cui Acconti altri (terzi)	(4.468)	(618)
di cui Acconti altri (gruppo)	-	(1.104)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(247.472)	(220.525)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(170.274)	(150.767)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(14.707)	(11.515)
di cui Risconti passivi altri (gruppo)	-	-
TOTALE	(2.548.143)	(1.614.554)

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente una riduzione, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 854.181 migliaia, riconducibile al decremento dei crediti verso terzi per euro 274.755 migliaia e di quelli verso il gruppo, per euro 579.426 migliaia (in particolare per euro 375.161 migliaia verso Enel Energia S.p.A., euro 194.822 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale e per euro 4.545 migliaia verso Gridspertise S.r.l.).

La riduzione di tali crediti (sia verso terzi che verso società del gruppo) è principalmente riconducibile alla diminuzione dei volumi di fatturato per effetto delle agevolazioni previste dalle delibere ARERA n. 35/2022, n. 141/2022, n. 295/2022 e n. 462/2022.

Inoltre, il decremento è anche influenzato dalle maggiori svalutazioni e rilasci effettuati, rispetto al 31 dicembre 2021, sulle partite relative a rapporti con i clienti, pari a euro 31.373 migliaia.

Tali impatti sono stati parzialmente compensati:

- dal minor volume, rispetto al 31 dicembre 2021, delle operazioni di cessione dei crediti commerciali, pari a euro 251.040 migliaia;
- dall'incremento dei crediti da abolizione Regulatory Lag, che presentano un incremento rispetto a dicembre 2021 pari a euro 195.673 migliaia.

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2022 esse ammontano ad euro 13 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (3.129.227) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (2.894.422) migliaia) e i risconti passivi altri, relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (234.805) 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 2022, una riduzione complessiva pari ad euro 171.698 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 401.860 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 46.454 migliaia) e da altre variazioni (pari a euro 50 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2022 (pari a euro 276.666 migliaia).

I risconti passivi altri, accolgono il valore del diritto d'uso (IRU), avente scadenza oltre i 12 mesi, riconosciuto ad alcuni operatori della telefonia cui è stato consentito 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 2022, un aumento di euro 48.952 migliaia riconducibile all'IRU relativa alle nuove tratte di infrastruttura elettrica messa a disposizione agli operatori della telefonia nel corso del 2022 (pari a euro 67.292 migliaia), parzialmente compensata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 13.414 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 3.192 migliaia) e da altre variazioni (pari a euro 1.734 migliaia).

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (1.048.331) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (14.733) migliaia);
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (596.677) migliaia);
- acconti diversi (pari a euro (4.468) migliaia);
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (417.746) migliaia);
- risconti passivi altri, riferiti ai diritti di appoggio della fibra ottica (pari a euro (14.707) migliaia).

Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 544.378 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 52.299 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia, per euro 47.056 migliaia, e verso Servizio Elettrico Nazionale, per euro 4.365 migliaia). Essi sono costituiti dagli anticipi ricevuti dai clienti a fronte di richieste di connessioni alla rete, spostamento impianti e altre attività correlate non ancora eseguite.

L'incremento intervenuto nella voce, complessivamente pari a euro 145.586 migliaia, è sostanzialmente riconducibile alle maggiori richieste di connessioni, sia da clienti finali e traders che da produttori, pervenute nel 2022.

Al completamento della connessione o delle altre attività richieste dal cliente, verranno riversati:

- a Conto Economico se riferiti obblighi 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 "*principal*" 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 "*principala*" avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio al cliente.

9. Altri proventi operativi – Euro 317.780 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Contributi in conto impianti:	19.868	18.469	1.399	8%
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	19.868	18.469	1.399	8%
Plusvalenze da alienazione:	1.491	56.194	(54.703)	(97%)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	1.491	2.823	(1.332)	(47%)
Plusvalenze da alienazione di attività non correnti destinate alla vendita (gruppo)	-	53.371	(53.371)	(100%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	6.739	21.290	(14.551)	(68%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	6.739	21.283	(14.544)	(68%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili (gruppo)	-	7	(7)	(100%)
Rimborsi da clienti:	-	38	(38)	(100%)
Personale distaccato:	1.145	(2)	1.147	(>100%)
Personale distaccato (gruppo)	1.145	(2)	1.147	(>100%)
Canoni e locazioni varie:	14	23	(9)	(39%)
Canoni e locazioni varie (terzi) - no IFRS 16	14	23	(9)	(39%)
Vendita materiali vari	109	92	17	18%
Penalità e altre rettifiche da fornitori	19.030	12.802	6.228	49%
Premio continuità del servizio	41.112	48.240	(7.128)	(15%)
Altri proventi connessi al business elettrico	40.536	118.884	(78.348)	(66%)
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	171.493	233.641	(62.148)	(27%)
Altri	16.243	18.252	(2.009)	(11%)
Altri (terzi)	16.243	17.317	(1.074)	(6%)
Altri (gruppo)	0	935	(935)	(100%)
Totale	317.780	527.923	(210.143)	(40%)

I ricavi per i contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale sono pari a euro 19.868 migliaia (euro 18.469 migliaia al 31 dicembre 2021) 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 1.491 migliaia (euro 56.194 migliaia al 31 dicembre 2021). La riduzione di euro 54.703 migliaia è essenzialmente riconducibile alla rilevazione, effettuata al 31 dicembre 2021, della plusvalenza di euro 53.371 migliaia, derivante dalla vendita a Enel Global Infrastructure & Networks S.r.l. (ora Enel Grids 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 6.739 migliaia (euro 21.290 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono ai rimborsi assicurativi riconosciuti dalle compagnie assicuratrici a fronte del danneggiamento di alcuni impianti per eventi eccezionali.

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

I ricavi per personale distaccato, pari ad euro 1.145 migliaia (euro (2) migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono ai proventi connessi a distacchi del personale di e-distribuzione S.p.A. presso alcune società del gruppo. Essi presentano un incremento di euro 1.147 migliaia, essenzialmente per il venir meno delle restrizioni Covid-19 e la conseguente ripresa delle trasferte da parte del personale in servizio.

I canoni e locazioni varia, pari a euro 14 migliaia (euro 23 migliaia), si riferiscono essenzialmente alla locazione, all'affitto e al noleggio a terzi di beni immobili e mobili, di proprietà della Società, non utilizzati nell'ambito dell'attività caratteristica ma non rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 16 in quanto resta ad e-distribuzione il controllo dell'utilizzo di tali beni.

Il premio sulla continuità del servizio accoglie la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio 2022, 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 39.200 migliaia) e l'integrazione dei premi sulla continuità del servizio ai sensi del titolo IV e del titolo VI relativi all'esercizio 2021, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 622/2022 (euro 1.912 migliaia).

Al 31 dicembre 2021 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 2021 (euro 44.100 migliaia) e l'integrazione del premio relativo all'esercizio 2020 (euro 4.140 migliaia) determinato a seguito della Deliberazione ARERA n. 535/2021.

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 40.536 migliaia (euro 118.884 migliaia al 31 dicembre 2021) presentano una riduzione di euro 78.348 migliaia. In particolare, tale variazione riguarda essenzialmente:

- per euro 60.299 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.119/2022 ARERA;

- per euro 30.295 migliaia, il decremento 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.119/2022 ARERA;
- per euro 3.139 la variazione in riduzione intervenuta sul premio resilienza.

Si precisa che i valori sopra esposti, contengono conto anche dei conguagli e delle revisioni di stime di esercizi precedenti. Tali impatti sono stati parzialmente mitigati dalla registrazione, al 31 dicembre 2022, della perequazione netta positiva del delta perdite esercizi precedenti, pari a euro 15.423 migliaia, in seguito alla comunicazione da parte di CSEA dei risultati di perequazione TIV dell'anno 2021 (periodo 2016-2020).

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 171.493 migliaia (euro 233.641 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferiscono, per il periodo 01.01.2022-31.05.2022 ai titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2022 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2021, oltre alla quota restante dell'obbligo 2019. Per il periodo 01.06.2022-31.12.2022, i contributi si riferiscono ai titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2022, oltre alla quota restante del residuo 2020 non adempiuto.

Al 31 dicembre 2021 si riferivano 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.

Il decremento, pari a euro 62.148 migliaia, deriva essenzialmente da minori volumi di titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 16.243 migliaia (euro 18.252 migliaia al 31 dicembre 2021) presentano una riduzione pari a euro 2.009 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 3.708 migliaia) e sopravvenienze attive e insussistenze del passivo (pari a euro 1.179 migliaia).

La riduzione è sostanzialmente riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2021, di maggiori sopravvenienze attive per circa euro 1.481 migliaia e di penalità applicate ad una società del gruppo, per circa euro 928 migliaia.

10. Materie prime e materiali di consumo – Euro 773.809 migliaia

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

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Acquisto energia:	92.847	42.905	49.942	>100%
Acquisto energia (gruppo)	94.034	42.780	51.254	>100%
Acquisto energia esercizi precedenti:	(1.187)	125	(1.312)	(>100%)
Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)	(1.187)	125	(1.312)	(>100%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	923.143	755.379	167.764	22%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	697.327	716.410	(19.083)	(3%)
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	225.816	38.969	186.847	>100%
Variazione rimanenze materiali	(242.181)	(92.286)	(149.895)	>100%
Totale	773.809	705.998	67.811	10%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(627.314)</i>	<i>(612.093)</i>	<i>(15.221)</i>	<i>2%</i>

Gli acquisti di energia dal gruppo, pari a euro 94.034 migliaia (euro 42.780 migliaia al 31 dicembre 2021) si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.

L'incremento, pari a euro 51.254, deriva essenzialmente dall'aumento dei prezzi di acquisto energia (PAU) registrato nell'anno 2022 rispetto all'esercizio precedente.

In particolare, l'incremento degli acquisti di materiali (compreso l'effetto della variazione delle rimanenze), pari complessivamente a euro 17.869 migliaia, è la conseguenza dell'incremento dei prezzi delle materie prime e dei costi energetici e logistici che si è verificato nell'esercizio 2022 oltre che dei maggiori volumi di beni consegnati nel 2022 in seguito al recupero, da parte dei fornitori, degli arretrati di consegne, dovuti alla scarsità di componentistica elettronica, che avevano interessato l'esercizio 2021.

11. Servizi – Euro 2.494.355 migliaia

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

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Trasporto energia elettrica:	1.665.010	1.695.047	(30.037)	(2%)
Trasporto energia elettrica (terzi)	1.664.453	1.694.851	(30.398)	(2%)
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	557	196	361	>100%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	152.310	150.864	1.446	1%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	43.227	41.590	1.637	4%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	109.083	109.274	(191)	-
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	234.371	202.848	31.523	16%
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	234.371	202.848	31.523	16%
Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate	4.511	2.554	1.957	77%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	77.619	82.574	(4.955)	(6%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.409	1.401	8	1%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	76.210	81.173	(4.963)	(6%)
Management fee e altri servizi di coordinamento (gruppo)	68.273	62.223	6.050	10%
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	16.414	21.188	(4.774)	(23%)
Provvigioni e commissioni	456	509	(53)	(10%)
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	37.106	38.504	(1.398)	(4%)
Costi per assicurazioni:	24.961	27.993	(3.032)	(11%)
Costi per assicurazioni (terzi)	21.137	23.718	(2.581)	(11%)
Costi per assicurazioni (gruppo)	3.824	4.275	(451)	(11%)
Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale - Gruppo	563	475	88	19%
Servizi e altre spese connesse al personale	8.194	2.872	5.322	>100%
Prestazioni professionali e tecniche	22.497	33.549	(11.052)	(33%)
Servizi di ristorazione (gruppo)	25.874	24.991	883	4%
Personale distaccato (gruppo)	2.188	1.648	540	33%
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	29.326	14.587	14.739	>100%
Altri costi per servizi:	32.766	34.041	(1.275)	(4%)
Altri costi per servizi (terzi)	21.166	23.781	(2.615)	(11%)
Altri costi per servizi (gruppo)	11.600	10.260	1.340	13%
Costi per godimento beni di terzi				
Affitti e locazioni:	14.183	17.785	(3.602)	(20%)
Affitti e locazioni (terzi)	1.283	1.292	(9)	(1%)
Affitti e locazioni (gruppo)	12.900	16.493	(3.593)	(22%)
Canoni di noleggio:	11.135	11.781	(646)	(5%)
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi	8.240	8.369	(129)	(2%)
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term	2.895	3.412	(517)	(15%)
Altri canoni e costi (terzi)	66.584	62.170	4.414	7%
Altri canoni e costi (gruppo)	14	-	14	100%
Totale	2.494.355	2.488.203	6.138	-
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(23.076)</i>	<i>(19.684)</i>	<i>(3.392)</i>	<i>17%</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. Il decremento dei costi per trasporto energia, pari a euro 30.037 migliaia, è diretta conseguenza della riduzione delle tariffe di trasmissione da riconoscere a Terna S.p.A. così come definite dalla Delibera ARERA n. 622/21.

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 sono aumentate complessivamente per euro 1.446 migliaia, in seguito all'incremento di quelle verso terzi (pari a euro 1.637 migliaia), in parte mitigato dal decremento di quelle verso società del gruppo (pari a euro 161 migliaia). In particolare, l'aumento delle spese telefoniche, postali e servizi informatici verso terzi è sostanzialmente dovuto all'incremento dei costi per spese di trasmissione dati per telecontrollo cabine primarie e secondarie.

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 234.371 migliaia (euro 202.848 migliaia al 31 dicembre 2021), 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 31.523 migliaia, è essenzialmente conseguenza dei maggiori interventi di riparazione a seguito di guasti riscontrati nell'esercizio 2022 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Tale incremento, per circa euro 20.692 migliaia, è anche determinato dagli extra-costi riconosciuti agli appaltatori in base a quanto previsto dall'art. 26 del D.L. n. 50/2022 (cd. Decreto Aiuti).

La voce Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, pari a euro 77.619 migliaia, si riferisce per euro 1.409 migliaia per costi verso terzi e per euro 76.210 migliaia per costi verso la società Enel Italia. In particolare, il decremento dei costi verso Enel Italia, pari a euro 4.963 migliaia, è sostanzialmente dovuto ai minori costi di "facility" del 2022 essenzialmente per le minori sanificazioni di immobili e interventi di adeguamento degli edifici a causa del Covid-19 (per circa euro 9.254 migliaia), in parte mitigato dai maggiori oneri addebitati per il recupero dei costi delle utenze -energia e gas- pari a euro 4.935 migliaia.

La voce Management fee e altri servizi (gruppo), pari ad euro 68.273 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 14.967 migliaia (euro 19.526 migliaia nel 2021) 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 20.085 migliaia (euro 17.924 migliaia nel 2021) di costi verso Enel Italia S.p.A. per la fornitura di servizi operativi di staff: Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Fiscali, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care;
- euro 29.808 migliaia (euro 23.209 migliaia nel 2021) verso Enel Grids 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 Linea di e-distribuzione nella gestione dei processi di approvvigionamento, attraverso servizi di Procurement strategy and planning a livello Global;
- euro 3.413 migliaia (euro 1.564 migliaia nel 2021) 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.

La voce Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo) si riduce di euro 4.774 migliaia essenzialmente per il decremento dei costi del service amministrativo, per euro 3.078 migliaia, e dei costi per amministrazione del personale pari a euro 1.512 migliaia.

La voce Trasporto, immagazzinaggio e deposito presenta un decremento di euro 1.398 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per i maggiori costi straordinari sostenuti nel 2021 per la sanificazione degli automezzi utilizzati dal personale operativo in servizio (pari a euro 1.199 migliaia).

La voce Costi per assicurazioni presenta una variazione in diminuzione per euro 3.032 migliaia essenzialmente per la riduzione degli oneri relativi alle polizze assicurative di tipo *property* (pari a euro 3.262 migliaia).

La voce Servizi e altre spese connesse al personale, pari a euro 8.194 migliaia nel 2022 (pari a euro 2.872 nel 2021) presenta un incremento di euro 5.322 migliaia per l'aumento dei costi delle trasferte e dei viaggi del personale.

La voce Prestazioni professionali e tecniche, pari a euro 22.497 migliaia (euro 33.549 migliaia al 31 dicembre 2021), presenta un decremento di euro 11.052 migliaia rispetto all'esercizio precedente, per una maggiore prevalenza nel 2021 di prestazioni professionali relative ad attività di investimento rispetto a quelle legate ad attività di manutenzione ordinaria.

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 29.326 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2022, pari complessivamente a euro 39.124 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 per canoni demaniali, del fondo vertenze e contenzioso e del fondo per guasti agli impianti effettuati nel 2022, pari complessivamente a euro 9.798 migliaia.

Gli Altri costi per servizi si riducono complessivamente di euro 1.275 migliaia, essenzialmente per il decremento di euro 2.615 migliaia degli Altri costi per servizi terzi, compensati da un aumento di euro 1.340 migliaia di quelli verso gruppo. In particolare, la riduzione degli Altri costi per servizi terzi è dovuta principalmente ai minori costi per letture per circa euro 3.054 migliaia in parte mitigata dall'aumento per servizi di call center (pari a euro 308 migliaia) e dei costi per lavoro interinale (pari a euro 304 migliaia). L'aumento degli Altri costi per servizi gruppo è sostanzialmente collegato ai maggiori costi di formazione sostenuti durante l'esercizio 2022 (pari a euro 1.151 migliaia).

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.

In particolare, la riduzione della voce Affitti e locazioni gruppo, pari a euro 3.593 migliaia, è riconducibile ai minori costi di locazione per fabbricati ad uso civile, pari a euro 3.524 migliaia.

Il decremento della voce Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term, pari a euro 517 migliaia, riflette i minori costi per noleggi straordinari effettuati nel 2022 per trasporto DPI tra le varie unità operative del territorio.

L'aumento della voce Altri canoni e costi (terzi), pari a euro 4.414 migliaia, è la conseguenza dell'incremento, pari a euro 2.330 migliaia, del canone patrimoniale unico e del pagamento, nell'esercizio 2022, di canoni di attraversamento progressi determinato dall'azione di recupero da parte degli enti territoriali (per euro 2.041 migliaia).

12. Costo del personale – Euro 1.030.510 migliaia

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

Migliaia di euro	Note	2022	2021	2022-2021	
Salari e stipendi		767.002	726.581	40.421	6%
Oneri sociali		244.062	233.285	10.777	5%
Benefici successivi al rapporto di lavoro	40	46.443	35.453	10.990	31%
Altri benefici a lungo termine	40	(3.725)	2.839	(6.564)	(>100%)
Altri costi	41	(25.123)	350.591	(375.714)	(>100%)
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	41	1.851	11.937	(10.086)	(84%)
Totale		1.030.510	1.360.686	(330.176)	(24%)
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(503.981)</i>	<i>(431.618)</i>	<i>(72.363)</i>	<i>17%</i>

L'aumento delle voci "Salari e stipendi" e "Oneri sociali", pari a complessivi euro 51.198 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'aumento delle retribuzioni (pari a circa 19.698 milioni di euro), ai maggiori straordinari effettuati dal personale impiegato ed operaio (per circa euro 11.666 milioni) e all'incremento delle incentivazioni (pari a circa 8.284 milioni di euro). L'incremento delle retribuzioni è strettamente correlato agli incrementi retributivi previsti per l'anno 2022 in seguito al rinnovo del contratto collettivo nazionale di lavoro per i lavoratori del settore elettrico nonché all'aumento delle consistenze del personale intervenuto nell'esercizio 2022.

La voce "Benefici successivi al rapporto di lavoro" include il Trattamento di fine rapporto (TFR) e il costo per i piani a benefici definiti. In maggior dettaglio, il costo per il TFR, al 31 dicembre 2022, è pari a euro 43.939 migliaia (euro 42.946 migliaia al 31 dicembre 2021) mentre il costo dei piani a benefici definiti, alla stessa data, risulta complessivamente pari a euro 2.504 migliaia (negativo per euro 7.493 migliaia al 31 dicembre 2021). I piani a benefici definiti in essere al 31 dicembre 2022 si riferiscono principalmente ai costi per assistenza sanitaria ASEM (per euro 1.688 migliaia), per Indennità Mensilità Aggiuntive – IMA (per euro 771 migliaia), per Indennità Sostitutive del Preavviso – ISP (per euro 33 migliaia) e per Indennità aggiuntiva contributi FOPEN (per euro 12 migliaia). La riduzione intervenuta nei piani a benefici definiti, pari a euro 10.991 migliaia, deriva essenzialmente al rilascio del fondo Indennità Mensilità Aggiuntive – IMA (pari a euro (9.597) migliaia) rilevato al 31 dicembre 2021.

La voce "Altri benefici a lungo termine", negativa per euro 3.725 migliaia, accoglie i costi legati al piano Premio di Fedeltà, negativi per euro (4.610) migliaia (positivi per euro 1.726 migliaia al 31 dicembre 2021) e il costo dei Piani di incentivazione della business line Enel Grids, pari a euro 885 migliaia (euro 1.113 migliaia al 31 dicembre 2021). La forte riduzione intervenuta nei costi del Premio di Fedeltà è da attribuire principalmente alla rilevazione, al 31 dicembre 2022, di utili attuariali pari a euro 5.915 migliaia, in seguito all'aggiornamento delle ipotesi attuariali effettuato per tener conto del mutato contesto macroeconomico.

La variazione in diminuzione degli "Altri costi", pari a euro 375.714 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione al 31 dicembre 2021, della stima degli oneri connessi all'adesione al "Piano Digitalizzazione" da parte sia del personale dipendente (per euro 256.175 migliaia) che dirigente (per euro 24.607 migliaia) nonché della stima degli oneri connessi all'adesione al piano "Quota 100" (pari a euro 13.267 migliaia);
- della rilevazione al 31 dicembre 2021 dell'onere, pari a euro 30.150 migliaia, relativo al debito per i pagamenti da effettuare a titolo di esodo ai dipendenti che a tale data avevano cessato la propria posizione lavorativa per l'adesione al "Piano Digitalizzazione";

- dell'iscrizione al 31 dicembre 2022, di circa euro 48.709 migliaia di utili attuariali (portati a rettifica degli altri costi del personale) che ha comportato, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, una variazione positiva degli Altri costi pari a euro 49.384 migliaia (al 31 dicembre 2021 la Società aveva infatti rilevato perdite attuariali a rettifica degli altri costi del personale per circa euro 647 migliaia).

Gli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso sono relativi a passività associate a contenziosi relativi al personale o in materia di lavoro della Società il cui esito sfavorevole è stato ritenuto probabile. Al 31 dicembre 2022 essi risultano complessivamente pari a euro 1.851 migliaia e riflettono accantonamenti per euro 3.195 migliaia e rilasci per euro 1.344 migliaia.

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 41 "Fondi per rischi e oneri".

La consistenza del personale al 31 dicembre 2022 è pari a 15.609 unità e ha evidenziato un incremento di 903 unità (14.706 unità nel 2021). 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 2022:

	Consistenza media			Consistenza
	2022	2021	2022-2021	al 31 dicembre 2022
Dirigenti	97	98	(1)	94
Quadri	960	991	(31)	1.032
Impiegati	7.212	6.729	483	7.466
Operai	6.854	6.785	69	7.017
TOTALE	15.123	14.603	520	15.609

(*) di cui 6 impiegati in Apprendistato Duale

13. Ammortamenti e impairment - Euro 1.357.885 migliaia

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

Migliaia di euro				
	2022	2021	2022-2021	
Ammortamento delle attività materiali	1.204.712	1.137.373	67.339	6%
Ammortamento delle attività immateriali	93.352	83.297	10.055	12%
Impairment	97.710	148.000	(50.290)	(34%)
Ripristini delle perdite di valore	(37.889)	(21.425)	(16.464)	77%
TOTALE Ammortamenti e Impairment	1.357.885	1.347.245	10.640	1%

Gli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 1.204.712 migliaia, si riferiscono per euro 1.148.851 migliaia all'ammortamento dei beni di proprietà e per euro 55.861 migliaia all'ammortamento del diritto d'utilizzo riconducibile alle Attività materiali in leasing.

L'incremento degli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a complessivi euro 77.394 migliaia, è la conseguenza:

- dell'aumento, pari a euro 67.339 migliaia, degli ammortamenti delle attività materiali (di cui euro 60.082 migliaia riferiti alla variazione in aumento dell'ammortamento dei beni di proprietà, ed euro 7.257 migliaia per l'incremento degli ammortamenti delle attività materiali in leasing);

- dell'aumento, pari a euro 10.055 migliaia, degli ammortamenti delle attività immateriali.

Al 31 dicembre 2022 la svalutazione dei crediti commerciali presenta un decremento, pari a euro 50.290 migliaia, essenzialmente per l'iscrizione, al 31 dicembre 2021, 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	2022	2021	2022-2021
Impairment:				
Immobili, impianti e macchinari	20-21	37	413	(376)
Crediti commerciali	29	74.598	145.136	(70.538)
Altri crediti		23.075	2.451	20.624
Totale Impairment		97.710	148.000	(50.290)
Ripristini delle perdite di valore				
Crediti commerciali	29	(37.888)	(20.983)	(16.905)
Altri crediti		(1)	(442)	441
Totale Ripristini delle perdite di valore		(37.889)	(21.425)	(16.464)

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

14. Altri costi operativi – Euro 386.030 migliaia

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

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	14.989	2.659	12.330	>100%
Minusvalenze ordinarie alienazioni	51.445	41.267	10.178	25%
Imposte, tasse e tributi	22.286	21.340	946	4%
Titoli efficienza energetica	176.339	240.637	(64.298)	(27%)
Contributi e quote associative	8.227	8.919	(692)	(8%)
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 566/19 ARERA)	7.887	4.995	2.892	58%
Indennizzi per interruzioni con preavviso (del. 566/19 ARERA)	11.500	6.973	4.527	65%
Indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (del. 566/19 ARERA)	11.764	10.272	1.492	15%
Penalità sulla continuità del servizio (del. 566/19 ARERA)	29.256	17.042	12.214	72%
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 566/19 ARERA)	7.036	5.147	1.889	37%
Perequazione delta perdite negativa	8.700	(22.535)	31.235	(>100%)
Altri costi operativi:	36.601	28.008	8.593	31%
Altri oneri diversi di gestione (terzi)	25.808	17.122	8.686	51%
Altri oneri diversi di gestione (gruppo)	10.793	10.886	(93)	(1%)
Totale altri costi operativi	386.030	364.724	21.306	6%

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri 2022 presenta un saldo pari ad euro 14.989 migliaia (al 31 dicembre 2021 risultava pari a euro 2.659 migliaia) e riflette euro 20.206 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 13.352 migliaia nel 2021) ed euro 5.217 migliaia di rilasci a conto economico (euro 10.693 migliaia nel 2021).

L'aumento degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari a euro 12.330 migliaia, deriva principalmente:

- dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi e oneri diversi, pari a euro 8.953 migliaia connessi alla qualità del servizio;
- dai minori accantonamenti e rilasci, pari a euro 7.479 migliaia, riferiti al fondo eventi eccezionali.

Tali impatti risultano parzialmente mitigati dai minori accantonamenti e rilasci, effettuati nel 2022, al fondo in materia di salute e sicurezza sul lavoro (pari a euro 1.123 migliaia), al fondo imposte (per euro 1.502 migliaia) e al fondo vertenze (pari a euro 1.476 migliaia).

Le minusvalenze, pari a euro 51.445 migliaia al 31 dicembre 2022 (euro 41.267 migliaia al 31 dicembre 2021), presentano un incremento di euro 10.178 migliaia rispetto all'esercizio precedente riconducibile essenzialmente ai maggiori stralci di contatori effettuati nell'anno in corso.

Le imposte tasse e tributi nel 2022, pari a euro 22.286 migliaia, accolgono sostanzialmente l'imposta municipale unica, pari a circa euro 19.542 migliaia (euro 21.340 migliaia nel 2021).

I costi per Titoli Efficienza Energetica pari, al 31 dicembre 2022, a euro 176.339 migliaia, si riferiscono al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2022, del 2021 e del 2020 e 2019 (per gli obblighi residui).

Nel 2021 erano pari a euro 240.637 migliaia e si riferivano 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).

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 64.298 migliaia, deriva dai minori volumi di TEE acquistati nell'anno 2022 e da una riduzione dei prezzi rispetto all'esercizio precedente.

I contributi e le quote associative accolgono sostanzialmente il contributo straordinario riconosciuto alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 2.560 migliaia (euro 2.810 migliaia al 31 dicembre 2021) e ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 2.370 migliaia (euro 2.610 migliaia al 31 dicembre 2021). Inoltre, la voce accoglie il contributo versato all'ARERA, pari a euro 1.957 migliaia (euro 2.458 migliaia al 31 dicembre 2021) e i contributi consortili per euro 430 migliaia (euro 425 migliaia).

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 2022 ha comportato l'iscrizione di costi pari a euro 7.887 migliaia (euro 4.995 migliaia nel 2021 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 7.036 migliaia (euro 5.147 migliaia nel 2021), un indennizzo diretto ai clienti per le interruzioni oltre standard da essi subite nel 2022, pari a euro 11.764 migliaia (euro 10.272 migliaia nel 2021), e indennizzi per interruzioni con preavviso (Titolo VI) pari a euro 11.500 migliaia (euro 6.973 migliaia).

Le penali sulla continuità del servizio, pari a euro 29.256 migliaia (euro 17.042 migliaia nel 2021) accolgono il valore delle penali stimate ai sensi del Titolo IV della suddetta Delibera. Esse presentano un incremento di euro 12.214 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente riconducibile al fatto che l'Autorità, in termini di qualità del servizio, richiede un miglioramento continuo per cui, nonostante la performance di e-distribuzione sia stata migliore dell'anno precedente, essa è risultata inferiore rispetto al livello "tendenziale" definito per il 2022 da ARERA.

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

La voce Perequazione delta perdite negativa al 31 dicembre 2022 accoglie la stima degli oneri connessi alla perequazione perdite di rete pari ad euro 8.700 migliaia. Al 31 dicembre 2021 essa accoglieva una sopravvenienza attiva pari a euro 22.535 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 36.601 migliaia (euro 28.008 migliaia al 31 dicembre 2021) risultano in incremento per euro 8.593 migliaia. Tale aumento è sostanzialmente riconducibile ai maggiori indennizzi pagati nel 2022 ai produttori (per euro 5.122 migliaia), agli utenti del trasporto per ritardo messa a disposizione misure, così come previsto dall'art. 27 della delibera ARERA n. 568/19 (per euro 2.002 migliaia) e ai fornitori (per euro 1.040 migliaia).

15. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 1.154.371 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(503.981)	(431.618)	(72.363)	17%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(627.314)	(612.093)	(15.221)	2%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(23.076)	(19.684)	(3.392)	17%
Totale	(1.154.371)	(1.063.395)	(90.976)	9%

I costi per lavori interni capitalizzati presentano, al 31 dicembre 2022, un aumento complessivo di circa euro 90.976 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 2022.

16. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2022, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

17. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro (18.686) migliaia

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

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Proventi finanziari da derivati:				
- proventi da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- proventi da derivati di cash flow hedge	3.212	5.161	(1.949)	-
- proventi da derivati al fair value rilevato a Conto economico	-	-	-	-
- proventi da derivati di trading	-	-	-	-
Totale proventi finanziari da derivati	3.212	5.161	(1.949)	(38%)
Oneri finanziari da derivati:				
- oneri da derivati di fair value hedge	-	-	-	-
- oneri da derivati di cash flow hedge	(21.898)	(30.027)	8.129	(27%)
- oneri da derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-
- oneri da derivati di trading	-	(349)	349	(100%)
Totale oneri finanziari da derivati	(21.898)	(30.376)	8.478	(28%)
Totale oneri e proventi finanziari da derivati	(18.686)	(25.215)	6.529	(26%)

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 322.532 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 38.281 migliaia a proventi finanziari (euro 36.342 migliaia nel 2021) e per euro 360.880 migliaia a oneri finanziari (euro 384.509 migliaia nel 2021). Il loro dettaglio è riportato di seguito, unitamente ai commenti sulle voci più rilevanti:

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo				
<i>Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine</i>	47	54	(7)	(13%)
<i>Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine</i>	24	-	24	100%
Totale Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo	71	54	17	31%
Differenze positive di cambio	4	1	3	>100%
Altri proventi finanziari	38.206	36.287	1.919	5%
Totale proventi finanziari	38.281	36.342	1.939	5%
Interessi passivi al tasso di interesse effettivo:				
<i>Interessi passivi su finanziamenti bancari</i>	(25.746)	(14.067)	(11.679)	83%
<i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi</i>	(210)	(261)	51	(20%)
<i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo</i>	(1.855)	(1.320)	(535)	41%
<i>Interessi passivi su altri finanziamenti</i>	(249.944)	(340.910)	90.966	(27%)
<i>Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma</i>	(32.522)	(20.932)	(11.590)	55%
<i>Interessi passivi su linea di credito revolving</i>	(6.948)	-	(6.948)	100%
Commissioni passive sul factoring	(37.616)	(6.693)	(30.923)	>100%
Totale interessi passivi al tasso di interesse effettivo	(354.841)	(384.183)	29.342	(8%)
Differenze negative di cambio	(9)	(24)	15	(63%)
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	1.217	2.667	(1.450)	(54%)
Altri oneri finanziari	(7.247)	(2.969)	(4.278)	>100%
Totale oneri finanziari	(360.880)	(384.509)	23.629	(6%)
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	67	(443)	510	(>100%)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(322.532)	(348.610)	26.078	(7%)

Gli altri proventi finanziari, pari a euro 38.206 migliaia, si riferiscono essenzialmente:

- per euro 33.537 migliaia (euro 30.012 migliaia al 31 dicembre 2021) 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 2.927 migliaia (euro 1.169 migliaia nel 2021) agli interessi attivi di mora fatturati ai clienti;
- per euro 893 migliaia (euro 6 migliaia nel 2021) agli interessi attivi riconosciuti da CSEA in sede di reintegro OdS;
- per euro 709 migliaia (euro 709 migliaia nel 2021) ai proventi attivi maturati sui crediti IRES per le istanze di rimborso presentate nel 2009 e nel 2013.

Gli interessi passivi al tasso di interesse effettivo al 31 dicembre 2022 sono pari a euro 354.841 migliaia (euro 384.183 migliaia al 31 dicembre 2021) e presentano una riduzione di circa euro 29.342 migliaia. Essi sono essenzialmente riferiti a:

- gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 25.746 migliaia (euro 14.067 migliaia nel 2021) 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 2.065 migliaia (euro 1.581 migliaia al 31 dicembre 2021);

- gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 249.944 migliaia (euro 340.910 migliaia nel 2021) relativi agli interessi verso la controllante Enel Italia S.p.A. maturati sui finanziamenti a medio lungo termine. La riduzione intervenuta sulla voce, pari a euro 90.966 migliaia, è sostanzialmente riconducibile al minor costo dei finanziamenti a medio lungo termine rinnovati nell'esercizio 2022, ottenuti dalla controllante ad un tasso più basso rispetto ai precedenti;
- gli interessi passivi sul c/c intersocietario e gli oneri su credito di firma, pari complessivamente a euro 32.522 migliaia (euro 20.932 migliaia nel 2021) di cui euro 11.143 migliaia verso la capogruppo ed euro 21.379 migliaia verso la controllante. Si segnala che sui saldi giornalieri a debito del conto corrente intersocietario è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2022, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,70% fino al mese di settembre e dello 0,62% a partire dal mese di ottobre, e sui saldi creditori, aumentato di uno spread che è variato mensilmente. L'incremento della voce è sostanzialmente riconducibile alla variazione in aumento intervenuta nei tassi di interesse;
- gli interessi passivi sulla linea di credito revolving ottenuta dalla controllante nell'esercizio 2022, pari a euro 6.948 migliaia;
- le commissioni passive sul factoring, pari a euro 37.616 migliaia (euro 6.693 migliaia nel 2021), si riferiscono alle commissioni pagate sulle cessioni credito pro-soluto effettuate nell'esercizio 2022.

Gli interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale per euro 1.217 migliaia (euro 2.667 migliaia nel 2021) presentano un aumento pari a euro 1.450 migliaia, determinato principalmente dalla rivisitazione delle stime attuariali della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA), pari a euro 837 migliaia, del Fondo Trattamento di fine rapporto (TFR), pari a euro 420 migliaia, e del Fondo assistenza sanitaria ASEM pari a euro 101 migliaia.

Gli altri oneri finanziari, pari a euro 7.247 migliaia, si riferiscono principalmente:

- agli oneri finanziari verso la società Gridspertise, pari a euro 2.426 migliaia, relativi alla posizione off-market del portafoglio derivati inseriti nel ramo “TER Italia” ed essa trasferiti che, in base agli accordi presi nel 2022 tra le due società, dovranno essere trasferiti a e-distribuzione;
- 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 1.576 migliaia (euro 1.395 migliaia nel 2021);
- agli interessi legali maturati sugli anticipi del 30% ricevuti dai produttori, pari a euro 1.292 migliaia (euro 11 migliaia nel 2021) il forte incremento, rispetto all'esercizio precedente, è dovuto alla variazione in aumento del tasso di interesse legale (passato dallo 0,01% del 2021 al 1,25% del 2022);
- agli oneri finanziari verso la capogruppo, pari a euro 434 migliaia (euro 435 migliaia nel 2021) per ARCA e FISDE.

La voce “Impairment e ripristini di valore di crediti finanziari” riflette, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9, i ripristini di valore dei crediti finanziari correnti (pari a euro 64 migliaia) e dei crediti finanziari non correnti (pari a euro 21 migliaia), in parte mitigato dall'accantonamento effettuato, nell'esercizio 2022, sulle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 18 migliaia).

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

19. Imposte – Euro 574.831 migliaia

Di seguito si riporta la composizione delle imposte al 31 dicembre 2022 confrontata con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	2022	2021	2022-2021	
Imposte Correnti	518.692	530.141	(11.449)	(2%)
IRES	421.346	425.462	(4.116)	(1%)
IRAP	97.240	104.246	(7.006)	(7%)
Imposte estere	106	433	(327)	(76%)
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(9.550)	(17.870)	8.320	(47%)
Sopravvenienza IRES	(8.080)	(17.515)	9.435	(54%)
Sopravvenienza IRAP	(1.038)	(420)	(618)	>100%
Sopravvenienza imposte estere	(432)	65	(497)	(>100%)
Imposte differite	(3.546)	48	(3.594)	(>100%)
Imposte anticipate	69.235	1.988	67.247	(>100%)
Totale Imposte	574.831	514.307	60.524	12%

Al 31 dicembre 2022, le imposte sono costituite per euro 413.266 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 96.202 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 9.550 migliaia).

Il decremento delle sopravvenienze attive IRES e IRAP è principalmente riconducibile all'affinamento del calcolo di alcune poste avvenuta in dichiarazione.

Le imposte accolgono anche la fiscalità differita attiva e passiva, negativa per euro 65.689 migliaia e le imposte relative alla *branch* in Romania, positive per complessivi euro 326 migliaia (tale valore comprende anche l'effetto positivo delle sopravvenienze registrate nell'esercizio, pari a euro 432 migliaia).

Al 31 dicembre 2022 l'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 574.831 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 1.974.983 migliaia, è pari al 29,11%.

Nel 2021 le imposte sul reddito sono state pari a euro 514.307 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 1.802.260 migliaia, con un'incidenza del 28,52%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte rispetto all'anno precedente è principalmente riconducibile al diverso impatto sia delle sopravvenienze attive sulle imposte correnti (pari a circa euro 9.550 migliaia al 31 dicembre 2022 e a circa euro 17.870 migliaia al 31 dicembre 2021) sia delle imposte anticipate (pari a circa euro 69.235 migliaia al 31 dicembre 2022 e a euro 1.988 migliaia al 31 dicembre 2021).

La riduzione delle imposte anticipate è dovuta principalmente al rilascio dei fondi del personale, dei fondi per rischi e oneri e dei risconti passivi sui contributi alla clientela stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15.

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 299 migliaia (euro 17.011 migliaia al 31 dicembre 2021) 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	2022	2021
Risultato ante imposte	1.974.983	1.802.260
Aliquota fiscale applicabile	24%	24%
Imposte teoriche IRES	473.996	432.542
Minori imposte:	(181.646)	(215.046)
plusvalenze da partecipazioni pex	-	(12.190)
utilizzo fondi	(75.269)	(88.766)
ammortamenti (e.s.reversal)	(31.493)	(43.318)
deduzione IRAP da IRES	(2.334)	-
deduzione oneri a Patrimonio Netto	(68.149)	(68.149)
Altro	(4.401)	(2.624)
Maggiori imposte:	128.996	207.966
accantonamento ai fondi	58.045	133.356
Ammortamenti	58.592	57.355
telefonia e autoveicoli	4.838	5.027
Altro	7.521	12.228
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	421.346	425.462
IRAP	97.239	104.246
Totale fiscalità differita	63.731	(6.376)
Differenze su stime imposte anni precedenti	(7.592)	(9.459)
Imposte estere	106	433
Imposte sul reddito	574.831	514.307

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

20. Immobili, impianti e macchinari – Euro 20.210.111 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2022 e 2021) in esercizio e in costruzione, per singola categoria, sono evidenziate nel prospetto seguente:

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività materiali in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2021									
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/Svalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	131.549	1.772.196	48.698.558	165.591	233.410	284.462	186.100	1.030.520	52.502.386
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
Consistenza al 31.12.2021	131.549	727.268	16.653.002	54.091	32.144	166.173	38.047	1.030.520	18.832.794
Investimenti ordinari	1.488	22.547	1.784.229	22.336	23.585	80.270	1.489	716.528	2.652.472
Disinvestimenti ordinari:	(10)	(34)	(51.883)	(463)	(4.346)	(13.754)	(55)	(170)	(70.715)
Valore lordo	(10)	(112)	(513.774)	(2.826)	(10.319)	(51.492)	(2.261)	(170)	(580.964)
Fondo ammortamento	-	78	461.143	2.363	5.973	37.738	2.206	-	509.501
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	748	-	-	-	-	-	748
Riclassifiche altre:	(64)	(959)	1.023	-	-	-	-	-	-
Valore lordo	(64)	(979)	1.043	-	-	-	-	-	-
Fondo ammortamento	-	20	(20)	-	-	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	2.687	16.458	494.667	-	-	-	7.926	(521.738)	-
Impairment rilevato a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	37	37
Valore lordo	-	-	-	-	-	-	-	37	37
Fondo ammortamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(34.685)	(1.073.735)	(11.334)	(18.249)	(55.861)	(10.848)	-	(1.204.712)
Altri movimenti:	6	45	-	184	-	-	-	-	235
Valore lordo	6	45	-	221	-	-	-	-	272
Fondo ammortamento	-	-	-	(37)	-	-	-	-	(37)
Totale variazioni	4.107	3.372	1.154.301	10.723	990	10.655	(1.488)	194.620	1.377.280
Situazione al 31.12.2022									
Costo originario	120.645	1.666.926	47.638.699	185.289	246.963	313.240	193.254	1.225.177	51.590.193
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	135.656	1.810.155	50.464.723	185.322	246.676	313.240	193.254	1.225.177	54.574.203
Fondo ammortamento	-	(1.110.389)	(33.340.069)	(120.842)	(216.535)	(136.412)	(156.695)	-	(35.080.942)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.874	682.649	334	2.993	-	-	-	716.850
Consistenza al 31.12.2022	135.656	730.640	17.807.303	64.814	33.134	176.828	36.559	1.225.177	20.210.111

Migliaia di euro

	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinario	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività materiali in leasing	Migliorie su immobili di terzi	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Situazione al 31.12.2020									
Costo originario	112.978	1.583.716	44.604.864	159.895	231.956	254.220	181.755	814.288	47.943.672
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	127.989	1.726.945	47.430.888	159.928	231.669	254.220	181.755	814.288	50.927.682
Fondo ammortamento	-	(1.035.908)	(32.434.240)	(109.674)	(196.077)	(70.437)	(139.563)	-	(33.985.899)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	24.237	688.062	334	2.993	-	-	-	715.626
Consistenza al 31.12.2020	127.989	715.274	15.684.710	50.588	38.585	183.783	42.192	814.288	17.657.409
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
<i>Valore lordo</i>	-	-	241	-	-	-	-	-	241
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Disinvestimenti ordinari:	(153)	(465)	(40.525)	(980)	(4.754)	(3.668)	(329)	(830)	(51.704)
<i>Valore lordo</i>	(153)	(550)	(729.573)	(8.227)	(10.038)	(4.419)	(2.250)	(830)	(756.040)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	85	688.958	7.247	5.284	751	1.921	-	704.246
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	-	89	-	-	-	-	-	89
Disinvestimenti straordinari:	-	-	(41.111)	-	(1.228)	(286)	-	(663)	(43.288)
<i>Valore lordo</i>	-	-	(70.878)	-	(5.422)	(286)	-	(663)	(77.249)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	29.380	-	4.194	-	-	-	33.574
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	-	387	-	-	-	-	-	387
Riclassifiche altre:	80	(181)	101	(96)	96	-	-	-	-
<i>Valore lordo</i>	80	(207)	127	(411)	411	-	-	-	-
<i>Fondo ammortamento</i>	-	(6.611)	6.611	315	(315)	-	-	-	-
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	6.637	(6.637)	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	1.741	24.291	457.952	-	-	-	4.918	(488.902)	-
Impairment rilevato a conto economico:	-	-	-	-	-	-	-	(413)	(413)
<i>Valore lordo</i>	-	-	-	-	-	-	-	(413)	(413)
<i>Fondo ammortamento</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti	-	(33.356)	(1.018.166)	(9.568)	(17.269)	(48.603)	(10.411)	-	(1.137.373)
Altri movimenti:	26	71	-	154	-	-	-	-	251
<i>Valore lordo</i>	26	83	-	308	76	-	-	-	493
<i>Fondo ammortamento</i>	-	(12)	-	(154)	(76)	-	-	-	(242)
Totale variazioni	3.560	11.994	968.293	3.503	(6.441)	(17.610)	(4.145)	216.232	1.175.386
Situazione al 31.12.2021									
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
Valore lordo di bilancio	131.549	1.772.196	48.698.558	165.591	233.410	284.462	186.100	1.030.520	52.502.386
Fondo ammortamento	-	(1.075.802)	(32.727.457)	(111.834)	(204.259)	(118.289)	(148.053)	-	(34.385.694)
<i>Rivalutazione Legge n.350/03</i>	-	30.874	681.901	334	2.993	-	-	-	716.102
Consistenza al 31.12.2021	131.549	727.268	16.653.002	54.091	32.144	166.173	38.047	1.030.520	18.832.794

Il valore al 31 dicembre 2022 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 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Terreni e fabbricati	1.013	620	393
Reti di distribuzione:	2.399.441	2.174.133	225.308
Impianti di Alta Tensione	214.955	181.329	33.626
Impianti di Media Tensione	1.137.903	965.974	171.929
Impianti di Bassa Tensione	1.046.583	1.026.830	19.753
Altri impianti e macchinari	130.510	90.672	39.838
Altri beni e attrezzature	46.012	30.761	15.251
Migliorie su beni di terzi	15.816	11.654	4.162
Attività materiali in leasing (incluso acconti)	67.404	44.832	22.572
Anticipi e acconti attività materiali di proprietà	(7.724)	55.000	(62.724)
Totale investimenti ordinari	2.652.472	2.407.672	244.800
Investimenti straordinari	-	241	(241)
Totale	2.652.472	2.407.913	244.559

Rispetto all'esercizio precedente, gli investimenti presentano un forte incremento, pari a euro 244.559 migliaia, in seguito alla crescita dei progetti di "qualità del servizio e altro" (per euro 305.479 migliaia), alle maggiori richieste di clienti o terzi (per euro 78.250 migliaia), in parte compensati dal decremento degli investimenti in contatori elettronici per effetto della riduzione dei volumi di installati nell'esercizio (per euro 99.018 migliaia) e dalla diminuzione degli "altri investimenti" (per euro 40.152 migliaia).

L'incremento dei progetti di "qualità del servizio e altro" è sostanzialmente riconducibile all'aumento, pari ad euro 254.353 migliaia, dei progetti legati alla qualità del servizio (di cui euro 215.514 migliaia per il progetto E-Grid, euro 47.983 migliaia per il progetto DSO 4.0, parzialmente mitigati da una riduzione di circa euro 9.145 migliaia di altri progetti qualità in fase di completamento).

Si segnala che gli investimenti in progetti di "qualità del servizio e altro" accolgono anche investimenti per il Progetto Resilienza, iniziativa attuata 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 2022, 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 chiusure o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell'ambito dell'attuale Piano Resilienza, nel 2022 sono stati realizzati importanti investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 104.862 migliaia circa (quasi euro 775.709 migliaia totali già investiti dal 2017 al 2022).

Al 31 dicembre 2022, tra gli investimenti in contatori elettronici, sono presenti rettifiche per euro 2.420 migliaia riferite ad esiti (proventi) di coperture da rischio cambio effettuate sugli acquisti in dollari di contatori e concentratori di seconda generazione installati nell'esercizio e che sono stati inclusi nel valore iniziale dell'attività coperta (cd. "basis adjustment").

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

La riduzione degli Acconti sulle attività materiali di proprietà, pari a circa euro 7.724 migliaia, è invece da attribuire alla consegna di alcune forniture per le quali nel 2021 era stato riconosciuto un acconto 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”. Nello scorso e nel 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. Nell'esercizio 2022 si stimano maggiori ammortamenti dei contatori di prima generazione per circa euro 43 milioni.

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

Migliaia di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Terreni	9.242	8.738	504
Fabbricati	77.095	52.646	24.449
Impianti e macchinari	1.024.775	841.374	183.401
Attrezzature industriali e commerciali	-	-	-
Altri beni	-	-	-
Migliorie su immobili di terzi	33.084	26.773	6.311
Attività materiali in leasing	88.705	45.989	42.716
Acconti	(7.724)	55.000	(62.724)
Totale immobilizzazioni in corso e acconti	1.225.177	1.030.520	194.657

Al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 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 2022 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro					
	al 31.12.2022			al 31.12.2021	2022-2021
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	135.656	-	135.656	131.549	4.107
Fabbricati civili	8.036	6.005	2.031	2.200	(169)
Fabbricati strumentali	1.802.119	1.073.510	728.609	725.068	3.541
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	21.700	3.911	17.789	18.874	(1.085)
Cabine primarie	4.369.636	3.097.257	1.272.379	1.220.834	51.545
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	6.346.382	3.313.412	3.032.970	2.718.427	314.543
Linee di media tensione	15.094.550	10.066.456	5.028.094	4.170.346	857.748
Linee di bassa tensione	15.074.050	10.544.416	4.529.634	4.013.222	516.412
Prese	4.426.162	2.915.052	1.511.110	1.381.394	129.716
Contatori	3.564.477	1.489.675	2.074.802	1.868.100	206.702
Altri impianti	1.567.766	1.227.241	340.525	293.513	47.012
Totale reti di distribuzione	50.464.723	32.657.420	17.807.303	15.684.710	2.122.593
Attrezzature	185.322	120.508	64.814	54.091	10.723
Altri beni	246.676	213.542	33.134	32.144	990
Attività materiali in leasing	313.240	136.412	176.828	166.173	10.655
Migliori su beni di terzi	193.254	156.695	36.559	38.047	(1.488)
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.225.177	-	1.225.177	1.030.520	194.657
Totale	54.574.203	34.364.092	20.210.111	17.864.502	2.345.609

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 176.828 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 ed altri mezzi di trasporto 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
Saldo al 31.12.2021	112.816	34.018	19.339	166.173
Incrementi	57.534	9.863	12.873	80.270
Ammortamenti	(34.142)	(20.355)	(1.364)	(55.861)
Dismissioni	(11.763)	(1.836)	(155)	(13.754)
Saldo al 31.12.2022	124.445	21.690	30.693	176.828

Si segnala che la voce "Altri beni in leasing" accoglie, al 31 dicembre 2022, 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 31.12.2022
Saldo al 01.01.2021	148.347
Incrementi	67.404
Rimborsi	(54.438)
Altri movimenti	(13.589)
Totale al 31 dicembre 2022	147.724
<i>di cui non corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	111.217
<i>di cui corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	36.508

I rimborsi totali per leasing nel 2022 sono stati pari a euro 54.438 migliaia (euro 48.348 migliaia nel 2021), mentre le nuove integrazioni delle passività per leasing sono state pari a euro 67.404 migliaia nel 2022 (euro 25.840 migliaia nel 2021). Si segnalano inoltre nel 2022 altri movimenti in riduzione per euro 13.588 migliaia (euro 3.147 migliaia nel 2021).

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 31.12.2022
Ammortamenti beni in leasing	55.861
Interessi passivi su passività finanziarie per leasing	2.065
Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi)	2.895
Costi per leasing di asset di modico valore (inclusi tra i costi per servizi)	13
Costi per leasing variabili (inclusi tra i costi per servizi)	-
Totale	60.834

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 31.12.2022
entro un anno	39.918
tra uno e cinque anni	89.504
oltre 5 anni	31.264
Totale	160.686

Società operante come locatore – Euro 5.628 migliaia

La Società, invece, in veste di locatore, è titolare di alcuni contratti di *leasing* operativo relativi essenzialmente all'affitto spazi e di parti di impianto a Open Fiber SpA, Wind e altri operatori di telecomunicazioni per l'appoggio di proprie apparecchiature. Tali canoni sono contabilizzati alla voce "Ricavi" e sono stati pari a euro 5.628 migliaia nel 2022 (euro 6.037 al 31 dicembre 2021).

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 31.12.2022
entro un anno	5.473
tra uno e cinque anni	21.807
oltre 5 anni	16.222
Totale	43.502

22. Attività immateriali – Euro 513.281 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2022 e 2021) sono esposti di seguito:

Migliaia di euro						
	Costi di sviluppo	Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	Licenze	Software non tutelato	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
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)
Consistenza al 31 dicembre 2021	2	227.884	-	-	253.916	481.802
Investimenti	-	58.793	54.651	-	11.414	124.858
Passaggi in esercizio	-	13.285	91.204	-	(104.489)	-
Dismissioni	-	(27)	-	-	-	(27)
Ammortamento	(2)	(74.325)	(19.025)	-	-	(93.352)
Altre Riclassifiche - Costo	-	(44)	-	-	-	(44)
Altre Riclassifiche - Fondo Amm.to	-	44	-	-	-	44
Totale variazioni	(2)	(2.274)	126.830	-	(93.075)	31.479
Costo	4.808	1.055.068	145.855	260.879	160.841	1.627.451
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.808)	(829.458)	(19.025)	(260.879)	-	(1.114.170)
Consistenza al 31 dicembre 2022	-	225.610	126.830	-	160.841	513.281

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	1.337.388
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.805)	(676.739)	(260.879)	-	(942.423)
Consistenza al 31 dicembre 2020	3	209.549	-	185.413	394.965
Investimenti	-	20.704	-	155.767	176.471
Passaggi in esercizio	-	82.262	-	(82.262)	-
Dismissioni	-	(44)	-	-	(44)
Ammortamento	(1)	(83.296)	-	-	(83.297)
Operazioni straordinarie - Costo	-	(6.149)	-	(5.002)	(11.151)
Operazioni straordinarie - Fondo Amm.to	-	4.858	-	-	4.858
Totale variazioni	(1)	18.335	-	68.503	86.837
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)
Consistenza al 31 dicembre 2021	2	227.884	-	253.916	481.802

I diritti di brevetto industriale, pari a euro 225.610 migliaia, sono costituiti dal valore residuo dei software e/o delle licenze d'uso software illimitate detenute dalla Società, relativi ai sistemi dell'area Rete, della Misura e dei Servizi Commerciali Rete.

Gli investimenti dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno, relativi all'esercizio 2022, sono essenzialmente inerenti al progetto Smart Grid - Network Digital Twin, al progetto Digitaly, all'adeguamento dei sistemi informatici aziendali in seguito al nuovo modello organizzativo adottato dalla Società dal 1° gennaio 2022 (cd. ASID 2021) e ad evolutive dei sistemi di gestione della misura, dei sistemi commerciali e del telecontrollo.

Le Licenze, pari a euro 126.830 migliaia, accolgono il valore della licenza d'uso esclusiva per l'utilizzo delle soluzioni e sotto-soluzioni tecnologiche della piattaforma Grid Blue Sky. Tale piattaforma, basata su una combinazione di soluzioni digitali, tecnologie avanzate e nuovi processi integrati, è improntata su un modello operativo articolato in tre dimensioni (Organizzazione, Processi e Sistemi) e quattro livelli (Asset Owner, Asset Operator, Customer Engagement e System Operator) ed ha l'obiettivo di migliorare la resilienza e la flessibilità delle reti nonché di garantire interazioni più rapide tra tutti gli stakeholders. Gli investimenti del 2022 sono da ricondursi alle 32 soluzioni rilasciate nell'esercizio, secondo quanto definito dalla Road Map di progetto.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

Per quanto riguarda, infine, le Attività immateriali in corso, si riporta di seguito il dettaglio distinto per tipologia di investimento:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	151.684	162.712
Licenze	9.157	91.204
Totale	160.841	253.916

Il decremento delle Attività immateriali in corso, pari a complessivi euro 93.075 migliaia, è da ricondursi principalmente al passaggio in esercizio, nel corso del 2022, degli investimenti informatici inerenti alla licenza Grid Blue Sky (pari a euro 91.204 migliaia) e agli applicativi evolutivi di software relativi ai sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete (pari a euro 13.285 migliaia). Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'aumento, pari a euro 11.414 migliaia, degli investimenti riferiti ad evolutive software e/o ad acconti per licenza Grid Blue Sky ancora in corso di realizzazione al 31 dicembre 2022.

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 31.12.2022		al 31.12.2021	
Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale	
2	0	2.393	(2.393)	-	698
2	1 mese	16	(15)	1	11
2	7 mesi	43	(29)	14	698
2	1 anno e 1 mese	-	-	-	11
2	1 anno e 7 mesi	-	-	-	39
3	0	480.730	(480.730)	-	-
3	1 mese	68	(66)	2	22
3	2 mesi	38	(36)	2	11
3	4 mesi	819	(728)	91	50
3	5 mesi	1.040	(896)	144	1.201
3	7 mesi	3.292	(2.652)	640	-
3	8 mesi	0	(0)	0	509
3	9 mesi	9.549	(7.159)	2.390	364
3	10 mesi	-	-	-	6.692
3	11 mesi	1.604	(1.114)	490	4.287
3	1 anno	-	-	-	568
3	1 anno e 1 mese	484	(275)	209	26
3	1 anno e 2 mesi	36	(20)	15	17
3	1 anno e 4 mesi	-	-	-	364
3	1 anno e 5 mesi	30	(16)	14	491
3	1 anno e 7 mesi	-	-	-	1.737
3	1 anno e 9 mesi	6	(2)	3	5.577
3	1 anno e 11 mesi	8.416	(3.039)	5.377	1.025
3	2 anni e 1 mese	-	-	-	402
3	2 anni e 2 mesi	1	(1)	0	29
3	2 anni e 5 mesi	-	-	-	24
3	2 anni e 9 mesi	11.676	(756)	10.920	6
3	2 anni e 10 mesi	3.655	(203)	3.452	-
3	2 anni e 11 mesi	-	-	-	8.183
4	0	13.360	(12.738)	622	-
4	9 mesi	110	(78)	32	-
4	10 mesi	4.768	(3.160)	1.608	171
4	11 mesi	3.079	(1.944)	1.135	3.083
4	1 anno e 2 mesi	141	(79)	62	-
4	1 anno e 7 mesi	155	(94)	61	-
4	1 anno e 9 mesi	75	(40)	35	54
4	1 anno e 10 mesi	-	-	-	2.573
4	1 anno e 11 mesi	-	-	-	1.755
4	2 anni e 2 mesi	0	0	-	93
4	2 anni e 7 mesi	6	(2)	4	100
4	2 anni e 9 mesi	0	(0)	0	53
4	3 anni e 7 mesi	-	-	-	5
5	0	188.967	(188.967)	-	-
5	9 mesi	10.725	(9.534)	1.192	-
5	11 mesi	22.214	(18.811)	3.403	-
5	1 anno	441	(367)	73	-
5	1 anno e 9 mesi	192	(127)	65	2.780
5	1 anno e 10 mesi	41.651	(26.674)	14.977	-
5	1 anno e 11 mesi	33.052	(20.525)	12.527	7.116
5	2 anni	44	(23)	21	147
5	2 anni e 5 mesi	1.717	(887)	830	-
5	2 anni e 7 mesi	2.557	(1.236)	1.321	-
5	2 anni e 9 mesi	1.694	(762)	932	102
5	2 anni e 10 mesi	147	(64)	83	23.147
5	2 anni e 11 mesi	17.024	(7.093)	9.931	19.062
5	3 anni	70.425	(15.259)	55.167	31
5	3 anni e 1 mese	121	(42)	79	-

5	3 anni e 2 mesi	1.122	(418)	704	
5	3 anni e 3 mesi	260	(91)	169	
5	3 anni e 5 mesi	-	-	-	1.173
5	3 anni e 7 mesi	-	-	-	1.833
5	3 anni e 9 mesi	-	-	-	1.270
5	3 anni e 10 mesi	-	-	-	113
5	3 anni e 11 mesi	-	-	-	13.335
5	4 anni e 1 mesi	-	-	-	105
5	4 anni e 2 mesi	-	-	-	926
5	4 anni e 3 mesi	-	-	-	221
5	4 anni e 7 mesi	4	(0)	3	-
5	4 anni e 9 mesi	14.594	(673)	13.921	-
5	4 anni e 10 mesi	5.998	(200)	5.798	-
5	4 anni e 11 mesi	61	(1)	60	69.277
8	6 anni e 7 mesi	0	(0)	0	
8	7 anni e 10 mesi	-	-	-	9.487
10	6 anni e 10 mesi	12.557	(4.255)	8.302	
10	6 anni e 11 mesi	880	(281)	599	
10	7 anni e 11 mesi	5.988	(1.247)	4.740	684
10	8 anni e 11 mesi	21.976	(2.381)	19.595	5.339
10	9 anni e 9 mesi	32.749	(773)	31.976	
10	9 anni e 10 mesi	539	(9)	531	
10	9 anni e 11 mesi	2.801	(23)	2.777	21.793
11	6 anni e 11 mesi	19.021	(10.514)	8.506	
11	7 anni	1	(0)	0	
11	7 anni e 11 mesi	-	-	-	9.722
11	8 anni	-	-	-	1
Totale		1.055.112	(829.502)	225.610	227.884

23. Attività per imposte differite – Euro 1.427.338 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 34.816 migliaia

Separatamente, per il 2022 e il 2021, 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	
	al 1° gennaio 2022				al 31 dicembre 2022
Attività per imposte sul reddito differite:					
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	145.639	(33.684)	-	-	111.955
perdite di valore a deducibilità differita	193.782	10.949	-	-	204.731
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	378.570	39.228	-	-	417.798
TFR e altri benefici ai dipendenti	42.391	(2.872)	(3.399)	-	36.120
imposte e tasse deducibili per cassa	859	59	-	-	918
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	85
altre partite a deducibilità differita	2.071	(1.109)	-	-	962
strumenti finanziari derivati	21.625		(21.625)	-	-
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	736.576	(81.807)	-	-	654.769
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.521.598	(69.236)	(25.024)	-	1.427.338
Passività per imposte sul reddito differite:					
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.122	(1)	-	-	3.121
altre partite	10.515	(3.545)	-	-	6.970
strumenti finanziari derivati	-	-	24.725	-	24.725
Totale passività per imposte sul reddito differite	13.637	(3.546)	24.725	-	34.816

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
Attività per imposte sul reddito differite:							
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
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.541.662	(1.958)	(17.379)	(29)	368	(1.066)	1.521.598
Passività per imposte sul reddito differite:							
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.124	(2)	-	-	-	-	3.122
altre partite	11.040	(529)	-	4	-	-	10.515
strumenti finanziari derivati	-	-	-	575	-	(575)	-
Totale passività per imposte sul reddito differite	14.164	(531)	-	579	-	(575)	13.637

Il valore delle imposte differite al 31 dicembre 2022 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 2022 non possono essere compensate con le imposte differite passive.

24. Partecipazioni – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2022 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.

25. Derivati – euro 101.922 migliaia - euro 540 migliaia – euro (1.508) 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 2022, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Attività finanziarie-derivati	101.922	-	540	-
Passività finanziarie derivati	(1.508)	(91.742)	-	-
Totale	100.414	(91.742)	540	-

Al 31 dicembre 2022 sono presenti:

- attività finanziarie non correnti riferite a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (per euro 101.690 migliaia) e a coperture da rischio cambio di CFH per l'acquisto di contatori e concentratori 2G in dollari (per euro 232 migliaia);
- attività finanziarie correnti riferite esclusivamente a coperture da rischio cambio di CFH per l'acquisto di contatori e concentratori 2G in dollari (per euro 540 migliaia);
- passività finanziarie non correnti riferite esclusivamente a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (per euro 1.508 migliaia).

Al 31 dicembre 2021 erano presenti soltanto passività finanziarie non correnti riferite esclusivamente a coperture da rischio tasso di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (pari a euro 91.742 migliaia).

La variazione in aumento del fair value delle attività non correnti, pari complessivamente a euro 101.922 migliaia, è riconducibile:

- nel caso dei derivati di CFH su tasso di interesse, alla variazione delle curve dei tassi nell'area euro e alla conseguente riclassifica da passività non correnti ad attività non correnti;
- nel caso dei derivati di CFH su tasso di cambio, alle nuove coperture derivanti da esposizione su acquisti in dollari statunitensi di contatori e concentratori 2G, effettuate dalla Società nell'esercizio 2022 sulle consegne previste per gli anni 2023 e 2024.

La variazione in aumento del fair value delle attività correnti, pari a euro 540 migliaia, è la diretta conseguenza delle nuove coperture da rischio cambio sugli acquisti in dollari statunitensi di contatori e concentratori 2G, effettuate dalla Società nell'esercizio 2022, sulle consegne previste per gli anni 2023 e 2024.

La variazione in riduzione del fair value delle passività non correnti dei derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 90.234 migliaia, è imputabile esclusivamente alla variazione delle curve dei tassi nell'area euro e alla conseguente riclassifica da passività non corrente ad attività non correnti.

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 134.017 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	50.1.1	111.506	144.172	(32.666)
Prestiti ai dipendenti	50.1.1	22.406	21.368	1.038
Crediti rimborso oneri colonne montanti vetuste	50.1.1	253	17	236
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	50.1.1	(148)	(169)	21
Totale		134.017	165.388	(31.371)

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, del credito finanziario relativo 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, pari al 31 dicembre 2022, a euro 111.506 migliaia.

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 31.371 migliaia rispetto al 31 dicembre 2021, è la conseguenza della 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 32.666 migliaia).

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 236 migliaia) e dalla riduzione del Fondo perdite attese sui crediti finanziari a m/l termine, pari a euro 21 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2022 a euro (148) 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 64.074 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti verso la CSEA	3.354	5.224	(1.870)
Crediti verso CSEA > 12 - impairment	(4)	(6)	2
Altri crediti a lungo termine:	60.724	60.558	166
<i>Depositi cauzionali presso terzi</i>	2.933	2.805	128
<i>Risconti attivi Titoli Efficienza Energetica</i>	1.029	1.259	(230)
<i>Altri crediti diversi</i>	56.783	56.513	270
<i>Fondo perdite attese - Altri crediti</i>	(21)	(19)	(2)
Totale	64.074	65.776	(1.702)

I crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) si riferiscono al valore dei contributi che saranno versati alla Società, a partire dal 2024, 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 56.783 migliaia (euro 56.513 migliaia al 31 dicembre 2021) accolgono essenzialmente:

- per euro 46.547 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 41.807 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 2021, presenta un incremento di euro 696 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2022;
- per euro 1.674 migliaia, l'iscrizione nel 2009 del credito per IRES (rispettivamente euro 959 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 2021, presenta un incremento di euro 12 migliaia in seguito all'iscrizione degli interessi attivi maturati nell'anno 2022;
- per euro 7.335 migliaia, il credito oltre i 12 mesi, maturato in seguito all'accesso ai finanziamenti agevolati "Sisma Emilia" (pari a euro 7.239 migliaia) e "Alluvione Livorno" (pari a euro 96 migliaia).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2022 a euro (21) 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 793.262 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Materiali, apparecchi e altre giacenze	795.799	553.432	242.367
Fondo obsolescenza magazzino	(2.537)	(2.351)	(186)
Totale	793.262	551.081	242.181

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 242.181 migliaia, è riconducibile sia all'incremento dei prezzi di acquisto dei materiali di bassa e media tensione causato dall'aumento dei costi delle materie prime, dei costi energetici e logistici sia ai maggiori volumi presenti al 31 dicembre 2022 in seguito al recupero di arretrati di consegne da parte dei fornitori, che ha interessato soprattutto l'ultima parte dell'esercizio 2022.

Il Fondo obsolescenza magazzino, pari a euro 2.537 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 1.629.709 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 1.199.500 migliaia.

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti commerciali verso Terzi	2.714.126	2.951.704	(237.578)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.488.472	1.935.599	(447.127)
- Altri crediti commerciali	1.225.654	1.016.105	209.549
Crediti commerciali verso società controllante	580	579	1
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	41	529	(488)
- Altri crediti commerciali	539	50	489
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	114.503	703.780	(589.277)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	113.552	692.490	(578.938)
- Altri crediti commerciali	951	11.290	(10.339)
Svalutazione Crediti:	(1.199.500)	(1.167.116)	(32.384)
- Svalutazione crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(1.168.771)	(1.133.725)	(35.046)
- Svalutazione crediti per interessi di mora	(20.819)	(20.824)	5
- Svalutazione altri crediti commerciali	(9.910)	(8.899)	(1.011)
- Svalutazione crediti gruppo	-	(3.668)	3.668
Totale	1.629.709	2.488.947	(859.238)

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 859.238 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- o per euro 485.533 migliaia dal decremento dei crediti verso Terzi;
- o per euro 585.608 migliaia dalla riduzione dei crediti verso Società del Gruppo;

tali effetti sono stati in parte compensati dall'incremento, pari a euro 211.903 migliaia, dei crediti da "abolizione Regulatory Lag".

La riduzione dei crediti commerciali sia verso Terzi che verso società del Gruppo è principalmente riconducibile:

- o alla diminuzione dei volumi di fatturato per effetto:
 - dell'azzeramento delle tariffe degli oneri di sistema (tranne UC3) su tutte le tipologie di utenza, effettuato nell'esercizio 2022 per effetto delle deliberazioni n. 35/2022, n. 141/2022, n. 295/2022 e n. 462/2022 ARERA (a differenza dell'ultimo trimestre 2021 in cui erano state azzerate le tariffe per oneri di sistema solo per tutte le utenze domestiche e per gli altri usi BT con potenza disponibile fino a 16,5 kW, così come previsto dalla deliberazione n. 396/2021 ARERA);
 - dell'aumento degli importi riconosciuti ai traders relativi al bonus sociale, le cui aliquote sono state notevolmente incrementate da ARERA con le delibere sopra citate, rispetto all'ultimo trimestre 2021 (come meglio spiegato nella Nota 30);

- all'impatto complessivo delle svalutazioni, utilizzi e rilasci del fondo perdite attese sui crediti commerciali rilevato nel 2022, pari a euro 32.384 migliaia.

L'incremento dei crediti da abolizione regulatory lag, pari a euro 211.903 migliaia deriva, per circa euro 164.660 migliaia, dall'aumento dei ricavi riferiti alla remunerazione degli investimenti principalmente in conseguenza sia dei maggiori investimenti effettuati dalla Società nell'esercizio 2022 sia dell'incremento dei tassi deflatori utilizzati ai fini del calcolo, così come previsto dalla Delibera ARERA n. 720/2022.

Tale incremento risulta influenzato anche dall'aumento del credito riferito alla remunerazione correlata agli ammortamenti accelerati dei contatori 1G, pari a euro 47.243 migliaia.

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro			
	Svalutazione crediti commerciali	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 01.01.2021	1.021.675	21.475	1.043.150
Accantonamenti	145.136	-	145.136
Utilizzi	-	-	-
Ammontare inutilizzato riversato	(20.519)	(651)	(21.170)
Altre variazioni	-	-	-
Totale al 31.12.2021	1.146.292	20.824	1.167.116
Accantonamenti	74.598	-	74.598
Utilizzi	(4.325)	-	(4.325)
Ammontare inutilizzato riversato	(37.883)	(5)	(37.888)
Altre variazioni	(1)	-	(1)
Totale al 31.12.2022	1.178.681	20.819	1.199.500

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 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Italia	1.626.074	2.474.903	(848.829)
Spagna	545	319	226
Romania	577	10.622	(10.045)
Svizzera	-	388	(388)
Gran Bretagna	1.414	2.343	(929)
Slovackia	153	153	-
Germania	94	94	-
USA	80	80	-
Altri	772	45	727
Totale	1.629.709	2.488.947	(859.238)

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021:

Migliaia di euro

	al 31.12.2022	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	1.629.709	1.043.728	585.981	-

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	-

I crediti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo (al lordo del fondo svalutazione) sono così dettagliati:

Migliaia di euro

	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti verso società controllante	580	579	1
Crediti verso altre società del gruppo	114.503	703.780	(589.277)
Servizio Elettrico Nazionale Spa	20.276	215.098	(194.822)
Enel Energia Spa	74.318	449.479	(375.161)
Gridspertise Srl	11.754	16.299	(4.545)
Enel Grids Srl	3.180	3.042	138
Enel Produzione Spa	1.049	1.582	(533)
E-Distributie Muntenia SA	148	5.552	(5.404)
E-Distributie Dobrogea SA	-	1.483	(1.483)
Enel Servicii Comune SA	-	3.424	(3.424)
Enel Romania SA	138	1.634	(1.496)
Enel Sole Srl	1.512	2.908	(1.396)
E-Distributie Banat SA	18	1.866	(1.848)
Altre società del gruppo	2.110	1.413	697
Totale	115.083	704.359	(589.276)

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

I crediti verso Gridspertise S.r.l. sono sostanzialmente relativi alla remunerazione di licenze d'uso e di conguagli dei servizi commerciali, amministrativi e di tecnologie di rete rientranti nel ramo "Smart Grid", ad essa conferito da Enel Grids S.r.l.

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 429.243 migliaia

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

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Perequazioni	124.070	44.092	79.978
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	57.996	56.796	1.200
Titoli efficienza energetica	29.568	25.646	3.922
Premi resilienza	3.535	3.000	535
Reintegro OdS versati e non riscossi	24.331	83.700	(59.369)
Reintegro OdR non riscossi	13.866	30.800	(16.934)
Altri crediti verso CSEA	176.446	102.097	74.349
Impariment crediti verso CSEA	(569)	(414)	(155)
Totale	429.243	345.717	83.526

L'incremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2022, pari a euro 79.978 migliaia, deriva:

- o dall'iscrizione dei crediti relativi all'esercizio 2022, per i meccanismi di perequazione dell'anno 2022 relativi agli usi propri di distribuzione (per euro 94.034 migliaia), ai costi trasmissione (euro 28.949 migliaia) e alla perequazione riferita al sisma centro Italia (euro 1.087 migliaia);
- 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 2022, che ha comportato incassi complessivi pari a euro 43.029 migliaia e la registrazione di un impatto complessivo negativo a Conto Economico pari a euro 1.063 migliaia.

Il credito relativo ai premi e alle altre partite sulla continuità del servizio (così come regolati dal TIQE), pari a euro 57.966 migliaia, si riferisce, per euro 39.200 migliaia, all'iscrizione della stima del premio per l'anno 2022 ai sensi del titolo IV della deliberazione n. 566/2019/R/EEL ARERA (euro 44.100 migliaia al 31 dicembre 2021) e per euro 39 migliaia alla rilevazione del premio funzionalità innovative (REGV-1).

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 18.757 migliaia (euro 12.657 migliaia al 31 dicembre 2021).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 29.568 migliaia (euro 25.646 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo, pari a euro 104.568 migliaia, parzialmente compensato dall'effetto delle cessioni pro-soluto, in essere a dicembre 2022, pari a euro 75.000 migliaia.

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 3.535 migliaia, si riferiscono al valore dei premi netti relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2021, riconosciuti dalla deliberazione n. 722/2022/R/EEL ARERA.

Il credito per reintegro Oneri di Sistema (OdS) versati e non riscossi, pari a complessivi euro 24.331 migliaia, presenta un decremento di euro 59.369 migliaia, in seguito all'incasso dei proventi rilevati al 31 dicembre 2021 a valle della presentazione dell'istanza che ha comportato, nel mese di dicembre, all'incasso di euro 77.700 migliaia (esclusi gli interessi attivi di dilazione) e la rilevazione di una sopravvenienza passiva di euro 6.000 migliaia. Tale effetto è stato compensato

all'iscrizione della stima al 31 dicembre 2022 dei proventi per reintegro oneri di sistema, ai sensi della deliberazione n. 119/2022/R/EEL ARERA (pari a euro 24.331 migliaia).

Il credito per reintegro Oneri di Rete (OdR) non riscossi, pari ad euro 13.866 migliaia, rispetto all'esercizio precedente, presenta una riduzione pari a euro 16.934 migliaia, in seguito alla definizione da parte di CSEA dei risultati dell'istanza di partecipazione al meccanismo di reintegro, che ha comportato l'incasso di euro 23.180 migliaia (esclusi gli interessi attivi di dilazione) e la rilevazione di una sopravvenienza passiva di euro 7.620 migliaia. Tale impatto è stato parzialmente mitigato dall'iscrizione, al 31 dicembre 2022, dei proventi reintegrabili ai sensi della delibera n. 199/2022/R/EEL ARERA, pari a euro 13.866 migliaia.

L'incremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a complessivi euro 74.349 migliaia, è essenzialmente riconducibile al forte incremento intervenuto nel credito per agevolazione bonus sociale (che comporta minori crediti commerciali fatturati ai clienti dalle società distributrici per effetto dell'agevolazione in essere), per i 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 favorito l'ampliamento del numero dei clienti ai quali viene erogata tale agevolazione;
- come da delibera n. 380/2022/R/com, ARERA, in attuazione dell'art. 6 del D.L. n. 21/2022, il perimetro dei beneficiari aventi diritto all'agevolazione è stato esteso anche ai clienti con indicatore ISEE compreso tra 8.265 e 12.000 euro;
- con le delibere n. 635/2021, n. 141/22, n. 295/2022 e n. 462/2022 relative all'anno 2022, l'Autorità ha notevolmente aumentato, rispetto all'ultimo trimestre 2021, la quota integrativa del bonus economico e fisico che va a sommarsi alla quota base già riconosciuta lo scorso anno.

Tale incremento è stato in parte mitigato dalle cessioni del credito verso CSEA per bonus sociale effettuate nel mese di dicembre per un importo complessivo di euro 1.095.919 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2022 a euro (569) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 sulla voce in oggetto, calcolato in base alle perdite attese previste per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) in considerazione del fatto che non si riscontra un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 50 "Strumenti Finanziari per categoria".

31. Crediti per imposte sul reddito – Euro 28.242 migliaia

I Crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti IRAP	7.516	9.065	(1.549)
Crediti IRES	20.510	3.248	17.262
Crediti addizionale IRES	94	94	-
Altri crediti tributari	122	98	24
Totale	28.242	12.505	15.737

La voce accoglie essenzialmente il saldo netto a credito tra la stima delle imposte dovute per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nel corso dell'anno.

L'incremento complessivo della voce, pari a euro 15.737 migliaia, è riconducibile:

- all'iscrizione, al 31 dicembre 2022, di un credito IRAP, pari ad euro 6.191 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 2022;
- all'iscrizione, al 31 dicembre 2022, di un credito IRES, pari ad euro 17.262 migliaia, risultante come saldo netto gli acconti versati nel corso dell'anno 2022 e la stima delle imposte IRES dovute per l'esercizio in chiusura;
- all'aumento di euro 24 migliaia degli altri crediti tributari.

Tali impatti sono stati in parte compensati:

- dalla chiusura del credito IRAP relativo all'esercizio precedente, pari a euro 9.126 migliaia (che ha comportato la rilevazione di una sopravvenienza attiva di euro 1.038 migliaia).

32. Altri crediti tributari – Euro 68.606 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 68.606 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 2022 e 2021:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti verso l'Erario per Iva	91	55	36
Crediti verso Capogruppo per IVA	66.686	23.887	42.799
Crediti tributari diversi	1.829	1.568	261
Totale	68.606	25.510	43.096

La voce presenta un incremento complessivo di euro 43.096 migliaia quasi del tutto riconducibile all'aumento del credito per IVA di gruppo (per euro 42.799 migliaia) riscontrato al 31 dicembre 2022 strettamente correlato all'incremento degli investimenti riscontrato nell'esercizio 2022.

33. Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 54.476 migliaia

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

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	50.1.1	9.661	9.774	(113)
Crediti rimborso oneri soppressione FPE (delibera ARERA 157/2012)	50.1.1	3	55.954	(55.951)
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	50.1.1	11.664	11.665	(1)
Prestiti ai dipendenti	50.1.1	2.091	2.056	35
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	50.1.1	32.666	34.791	(2.125)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	50.1.1	(1.609)	(1.674)	65
Totale		54.476	112.566	(58.090)

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente dalla quota a breve del credito finanziario iscritto per il 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 (pari a euro 32.666 migliaia) e dal credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica (pari a euro 11.664 migliaia).

Il credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica si riferisce alle posizioni di credito emergenti dalle dichiarazioni fiscali presentate per l'anno d'imposta 2007 in relazione alle quali e-distribuzione S.p.A., secondo la vigente normativa, ha presentato istanza di rimborso chiedendo, tra l'altro, di accreditare i relativi importi in favore di Servizio Elettrico Nazionale S.p.A. (ex art. 6, comma 5, D.M. 12/12/1996 n. 689) subentrata a e-distribuzione S.p.A. nell'attività di vendita di elettricità cui è correlata la soggettività passiva tributaria ai fini delle accise sull'energia elettrica.

I depositi non disponibili verso terzi, pari al 31 dicembre 2022 a euro 9.661 migliaia, 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 2022 a euro (1.609) 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".

La riduzione intervenuta nella voce, pari complessivamente ad euro 58.090 migliaia, è quasi del tutto riconducibile al recupero dell'ultima quota del credito per rimborso oneri soppressione FPE ai sensi della delibera ARERA 157/2012.

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 2022 non si rilevano altre attività finanziarie correnti.

35. Altre attività correnti - Euro 98.329 migliaia

Si riporta di seguito il dettaglio delle altre attività correnti al 31 dicembre 2022 confrontato con il 2021:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Crediti verso il personale	800	1.435	(635)
Depositi cauzionali presso terzi < 12	342	459	(117)
Anticipi a fornitori e a terzi	8.499	9.921	(1.422)
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	1.570	948	622
Note credito da ricevere:	8.393	8.129	264
<i>Note credito da ricevere (terzi)</i>	8.216	7.952	264
<i>Note credito da ricevere (Controllante)</i>	177	177	-
Crediti diversi:	76.224	112.186	(35.962)
<i>Crediti diversi (terzi)</i>	69.094	110.546	(41.452)
<i>Crediti diversi (gruppo)</i>	7.130	1.626	5.504
<i>Crediti diversi (Capogruppo)</i>	-	14	(14)
Risconti attivi:	2.501	3.942	(1.441)
<i>Risconti attivi (terzi)</i>	2.501	3.942	(1.441)
Totale	98.329	137.020	(38.691)

Il decremento degli anticipi a fornitori e a terzi, pari complessivamente ad euro 1.422 migliaia, è da ricondurre essenzialmente alla riduzione degli anticipi di conguagli di IRU concessa sull'infrastruttura elettrica (pari a euro 1.999 migliaia), in parte mitigata dall'incremento dei crediti per pagamenti effettuati a terzi in attesa di fattura (pari a euro 504 migliaia).

La riduzione dei crediti diversi, pari complessivamente ad euro 35.962 migliaia, è sostanzialmente la conseguenza della diminuzione dei crediti diversi verso terzi, pari ad euro 41.452 migliaia, in parte compensata dall'aumento dei crediti diversi verso società del gruppo, pari a euro 5.504 migliaia.

I crediti diversi verso terzi accolgono, essenzialmente, il credito verso la società di assicurazione Cattolica per le spese sostenute a fronte del Blackout del 2003, 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 e crediti di diversa natura per somme anticipate da recuperare.

La riduzione dei crediti diversi verso terzi, pari a euro 41.452 migliaia, è principalmente riconducibile a maggiori svalutazioni operate nell'esercizio 2022 (pari a euro 22.919 migliaia), all'incasso dell'ultima rata del credito connesso all'iscrizione del corrispettivo per la liquidazione anticipata e forfettaria dell'earn-out relativo alla vendita della partecipazione di e-distribuzione in 2i Rete Gas (pari a euro 12.625 migliaia) e all'incasso dei crediti verso imprese assicuratrici per rimborso danni a impianti rilevati al 31 dicembre 2021 (pari a euro 4.058 migliaia).

L'incremento dei crediti diversi verso società del gruppo, pari a euro 5.504 migliaia, è esclusivamente riferito al credito rilevato verso la società Gridspertise per gli esiti dei derivati di copertura del rischio cambio relativi alle consegne dell'intero anno 2022 (proventi finanziari) che, in base agli accordi presi nel 2022 tra le due società, dovranno essere da essa trasferiti ad e-distribuzione

Il decremento dei risconti attivi, pari a euro 1.441 migliaia, si riferisce essenzialmente alla riduzione dei risconti attivi per premi di assicurazione (pari a euro 1.362 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 58.042 migliaia.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

36. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 70.080 migliaia

Il dettaglio della voce è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2021-2020
Depositi bancari	68.051	58.452	9.599
Depositi postali	1.885	1.096	789
Cassa	242	261	(19)
Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(98)	(80)	(18)
Totale	70.080	59.729	10.351

I depositi bancari si riferiscono per euro 67.457 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari e dal Ministero per lo Sviluppo Economico (MISE) e destinati a specifici progetti di investimento (euro 57.820 migliaia al 31 dicembre 2021) e per euro 594 migliaia alle giacenze liquide degli ultimi giorni di dicembre 2022, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 632 migliaia al 31 dicembre 2021).

L'incremento della voce è essenzialmente riconducibile all'incasso, pari a euro 9.749 migliaia, del contributo PAN - Puglia Active Network NER300, riconosciuto per la produzione di energia da fonte rinnovabile realizzata nell'anno 2021 (indicatore di progetto).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2022 a euro 98 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 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".

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

Passivo

Patrimonio netto

37. Patrimonio netto – Euro 4.934.029 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 Italia S.p.A.

Altre riserve – Euro 1.164.816 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 2022 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

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 all'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia.

Altre riserve – Euro 528 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 528 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 78.297 migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* (CFH), pari a euro 78.297 migliaia (euro (68.480) migliaia al 31 dicembre 2021) 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 di CFH su tasso 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 di CFH su tasso di cambio 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 (183.489) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (183.489) migliaia (euro (206.550) migliaia al 31 dicembre 2021) 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 31.12.2021					al 31.12.2022
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	(68.480)	174.442	(41.866)	18.686	(4.485)	78.297
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(206.550)	26.355	(3.294)	-	-	(183.489)
Totale	(275.030)	200.797	(45.160)	18.686	(4.485)	(105.192)

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)
Totale	(319.998)	37.483	(11.413)	24.866	(5.968)	(275.030)

Utili/(perdite) accumulate – Euro (230.939) migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (231.112) migliaia al 31 dicembre 2021) 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 695.247 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2021 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 2022 esse sono state movimentate dalla destinazione degli utili a nuovo dell'anno 2021, pari a euro 173 migliaia.

Utile/(perdita) dell'esercizio – Euro 1.400.152 migliaia

La Società al 31 dicembre 2022 presenta un utile dell'esercizio pari a euro 1.400.152 migliaia (euro 1.287.953 migliaia nell'esercizio 2021).

Di seguito viene riportata l'analisi della disponibilità e distribuibilità delle riserve del Patrimonio Netto:

Migliaia di euro	Importo	Possibilità di utilizzare	Quota disponibile	Quote indisponibili
Riserve di capitale	749.480		749.480	-
Riserva disponibile	150.383	B	150.383	-
Riserve di capitale	599.097	A, B, C	599.097	-
Riserve di utili	415.336		520.480	(105.144)
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	520.000	-
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	78.297		-	78.297
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(183.489)		-	(183.489)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	528		480	48
				-
Utili/perdite) accumulate	(230.939)		-	(230.939)
Totale	933.877		1.269.960	(336.083)

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.

A tal fine, la Società monitora costantemente l'evoluzione del livello di indebitamento in rapporto al Patrimonio Netto, la cui situazione al 31 dicembre 2022 e 2021 è sintetizzata nella seguente tabella.

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Posizione finanziaria non corrente	10.147.526	3.745.122	6.402.404
Posizione finanziaria corrente netta	2.849.517	7.102.587	(4.253.070)
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(134.017)	(165.388)	31.371
Indebitamento finanziario netto	12.863.026	10.682.321	2.180.705
Patrimonio netto	4.934.029	4.651.759	282.270
Indice debt/equity	2,61	2,30	0

38. Finanziamenti – Euro 10.147.526 migliaia, euro 288.804 migliaia, 0 migliaia, 2.685.268 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti a medio lungo termine e a breve, distinto tra la quota corrente e non:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Finanziamenti a lungo termine	10.147.526	3.745.121	288.804	5.755.366
Finanziamenti a breve termine	-	-	2.685.268	1.519.516

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 31.12.2022	al 31.12.2021	Variazione
Finanziamenti a medio/lungo termine	46	(10.147.526)	(3.745.121)	(6.402.405)
Finanziamenti a breve termine	46	(2.685.268)	(1.519.516)	(1.165.752)
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	46	(288.804)	(5.755.366)	5.466.562
Attività finanziarie nette non correnti	23	134.017	165.388	(31.371)
Attività finanziarie nette correnti	30	55.564	112.566	(57.002)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	33	70.080	59.729	10.351
Indebitamento finanziario netto		(12.861.937)	(10.682.320)	(2.179.617)

40. Benefici ai dipendenti – Euro 233.778 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 movimentava 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 2022 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Trattamento di fine rapporto	120.858	148.390	(27.532)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	19.510	24.428	(4.918)
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	761	752	9
Premio fedeltà	18.457	24.076	(5.619)
Assistenza sanitaria ASEM	28.641	35.486	(6.845)
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	43.649	54.716	(11.067)
Accordo sconto attivi	322	385	(63)
Piani di incentivazione al personale	1.580	1.705	(125)
Totale	233.778	289.938	(56.160)

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 al 31 dicembre 2022 e 2021 nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura:

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	148.390	24.428	752	24.076	-	35.486	54.716	385	1.705	289.938
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	771	33	1.305	-	646	-	12	885	3.652
Interessi passivi	1.153	192	6	180	-	275	406	3	-	2.215
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(20.633)	(5.122)	(125)	(3.873)	-	(6.782)	(5.649)	(60)	-	(42.244)
Retifiche basate sull'esperienza passata	6.045	(334)	57	(2.042)	-	618	2.217	(18)	-	6.543
Pagamenti per estinzioni	(14.129)	(440)	-	(1.135)	-	(1.681)	(8.041)	-	(1.027)	(26.453)
Altre Variazioni	32	15	38	(54)	-	79	-	-	17	127
Passività attuariale al 31 dicembre	120.858	19.510	761	18.457	-	28.641	43.649	322	1.580	233.778

Migliaia di euro

2021

	Trattamento di fine rapporto	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso ISP	Premio di fedeltà	Indennità sostitutive sconto energia	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	152.133	36.140	912	24.187	-	34.257	67.144	584	1.354	316.711
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)
Passività attuariale al 31 dicembre	148.390	24.428	752	24.076	-	35.486	54.716	385	1.705	289.938

Migliaia di euro	2022	2021
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	3.652	3.934
Interessi passivi netti	2.215	1.510
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	(9.347)	(1.734)
Altre variazioni (Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate)	-	(11.843)
Totale	(3.480)	(8.133)

Migliaia di euro	2022	2021
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	(26.354)	9.617
Altre variazioni	-	-
Totale	(26.354)	9.617

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2022 è pari a euro 3.652 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 3.934 migliaia al 31 dicembre 2021), mentre i costi per oneri di attualizzazione, rilevati tra gli oneri finanziari, sono pari a euro 2.215 migliaia (euro migliaia 1.510 al 31 dicembre 2021).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, aumentate rispetto al 2021, sono evidenziate nella seguente tabella:

	2022	2021
Tasso di attualizzazione	3,70%	0,80%
Tasso di inflazione	2,30%	1,50%
Tasso di incremento delle retribuzioni	3,30%	2,50%

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 già menzionata passività.

Migliaia di euro	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici	Benefici pensionistici	Assistenza sanitaria (ASEM)	Premio di Fedeltà	Altri benefici
	al 31 dicembre 2022				al 31 dicembre 2021			
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	(4.833)	(1.462)	(861)	(965)	(7.489)	(2.094)	(1.176)	(1.403)
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	4.551	1.337	793	924	7.033	1.897	1.078	1.337
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	(3.077)	(1.524)	(955)	-	(4.569)	(2.178)	(1.274)	-
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(33)	-	(955)	-	(38)	-	(1.274)	-
Un incremento del 0,5% delle pensioni	-	-	-	(38)	-	-	-	(1.254)
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	141.129	(4.740)	-	43.971	-	(4.556)	-	-
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	(1.362)	-	(3.000)	-	(1.877)	-	(4.030)

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. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 380.049 migliaia

Il dettaglio dei Fondi rischi ed oneri non correnti e correnti iscritti nel bilancio della Società al 31 dicembre 2022 e 2021 è il seguente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2022		al 31 dicembre 2021	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	39.604	4.380	43.243	4.899
- Altri	42.701	37.865	32.667	41.791
Totale	82.305	42.245	75.910	46.690
Fondo oneri per incentivi all'esodo	8.706	28.609	40.433	64.512
Fondo per programmi di ristrutturazione	174.988	43.196	250.559	27.293
Totale complessivo	265.999	114.050	366.902	138.495

Di seguito si riporta anche la movimentazione complessiva dei fondi rischi e oneri intervenuta nell'esercizio 2022:

Migliaia di euro	Accantonamenti		Utilizzi e altri movimenti		Rilasci a Conto economico
	al 31.12.2021		al 31.12.2022		
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:					
- Vertenze e contenzioso	48.142	7.094	(6.860)	(4.392)	43.984
- Altri	74.458	55.822	(37.752)	(11.962)	80.566
Totale	122.600	62.916	(44.612)	(16.354)	124.550
Fondo oneri per incentivi all'esodo	104.945	338	(56.874)	(11.094)	37.315
Fondo per programmi di ristrutturazione	277.852	-	(26.778)	(32.890)	218.184
Totale fondi rischi e oneri	505.397	63.254	(128.264)	(60.338)	380.049

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 124.550 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 43.984 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 80.566 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento (euro 7.094 migliaia) e degli utilizzi e rilasci (euro -11.252 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 1.851 migliaia nella voce di Conto Economico "Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro (927) migliaia nella voce "Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri", per euro 1.387 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 391 migliaia nella voce "Altri oneri finanziari".

Gli utilizzi dell'esercizio, pari a euro 6.860 migliaia si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2022, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali.

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2022 (euro 80.566 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 a danni ad impianti in seguito ad eventi atmosferici 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 55.822 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" (per euro 38.999 migliaia);
- la stima degli oneri relativi a danni ad impianti conseguenti ad eventi atmosferici straordinari, al fallimento di esperimenti regolatori, alla salute e sicurezza sul lavoro e ad imposte e tasse in contenzioso, presente nella voce di Conto economico "Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri" (per euro 16.823 migliaia).

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 37.752 migliaia) si riferiscono essenzialmente al fondo franchigie assicurative (euro 20.799 migliaia), al fondo guasti (euro 10.454 migliaia), al fondo salute e sicurezza sul lavoro (euro 3.978 migliaia) e al fondo eventi atmosferici eccezionali (euro 2.521 migliaia).

I rilasci (euro 11.962 migliaia) sono in linea di massima riconducibili ai rilasci del fondo canoni demaniali (pari a euro 8.700 migliaia), del fondo imposte e tasse in contenzioso (euro 1.736 migliaia) e del residuo della stima degli oneri connessi a danni ad impianti connessi ad eventi atmosferici straordinari di anni precedenti (euro 1.479 migliaia).

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 37.315 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 2022 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 338 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 56.874 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 218.184 migliaia

Il “Fondo oneri per programmi di ristrutturazione” accoglie la stima degli oneri connessi ai seguenti accordi, siglati nel 2021 da e-distribuzione S.p.A. insieme ad altre società italiane del Gruppo Enel, e le rappresentanze delle principali Organizzazioni Sindacali:

- 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;
- 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;
- piano di incentivi all'esodo per coloro che maturano i requisiti pensionistici per “Quota 100” entro il 31 dicembre 2021.

Nel corso del 2022 i piani di ristrutturazioni sono stati interessati da utilizzi ed altri movimenti per euro 26.778 migliaia e rilasci per euro 32.890 migliaia.

Si evidenzia che i rilasci del Fondo oneri per programmi di ristrutturazione sono stati effettuati nella voce di Conto economico “Costo del personale - Altri costi”.

42. Altre passività non correnti – Euro 253.797 migliaia

Il dettaglio delle altre passività non correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Risconti passivi su contributi (gruppo)	178	195	(17)
Risconti passivi su contributi (terzi)	231.124	230.472	652
Risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica	2.831	4.280	(1.449)
Altre passività non correnti	19.664	31.937	(12.273)
Totale	253.797	266.884	(13.087)

I risconti passivi per contributi ricevuti da terzi, al 31 dicembre 2022 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 essenzialmente 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 2022.

La riduzione di tale voce, pari a euro 12.273 migliaia, è la conseguenza dei pagamenti effettuati nel 2022 a titolo di esodo incentivato ai sensi dell'art. 4 della legge 92/2012 (per euro 3.256 migliaia) e a titolo di esodo in seguito all'adesione ai piani di ristrutturazione (per euro 9.017 migliaia). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota n. 41 "Fondi rischi ed oneri".

43. Debiti commerciali – Euro 1.484.411 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 2022.

Migliaia di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Debiti commerciali verso terzi	1.152.094	1.286.424	(134.330)
Debiti commerciali verso società capogruppo	16.448	21.756	(5.308)
Debiti commerciali verso società controllante	44.683	49.573	(4.890)
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	271.186	269.726	1.460
Totale	1.484.411	1.627.479	(143.068)

Il decremento dei debiti commerciali, pari a euro 143.068 migliaia, è quasi esclusivamente riconducibile alla riduzione dei debiti verso terzi, pari a euro 134.330 migliaia.

Il decremento dei debiti verso terzi è prevalentemente riconducibile alla mancata dilazione, nell'esercizio 2022, di alcuni debiti commerciali, parzialmente compensato dall'aumento generato dall'incremento della spesa per investimenti.

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Italia	1.460.433	1.617.675	(157.242)
Spagna	8.215	1.634	6.581
Cina	789	288	501
Francia	852	2.175	(1.323)
Romania	3.064	4.645	(1.581)
Germania	1.057	(757)	1.814
Altri	10.001	1.819	8.182
Totale	1.484.411	1.627.479	(143.068)

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro	31.12.2023	da 1.1.2024 a 31.12.2027 oltre 2027		
	al 31.12.2022	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	(1.484.411)	(1.484.400)	-	(11)

Migliaia di euro	al 31.12.2021	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	1.627.479	1.627.468	-	11

I debiti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo al 31 dicembre 2022 e 2021 sono così dettagliati:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Debiti verso società capogruppo	16.448	21.756	(5.308)
Debiti verso società controllante	44.683	49.573	(4.890)
Debiti verso altre società del gruppo	271.186	269.726	1.460
Servizio Elettrico Nazionale Spa	93.472	42.213	51.259
Enel Grids Srl (già Enel Global Infrastructure & Networks Srl)	90.502	170.133	(79.631)
Gridspertise Srl	82.431	53.573	28.858
Enel Global Services Srl	(361)	(539)	178
Enel Iberia Srl	436	889	(453)
E-Distributie Muntenia SA	530	651	(121)
Enel Produzione Spa	586	584	2
Enel Energia Spa	472	447	25
Enel Green Power Italia	1.061	13	1.048
Enel Green Power Spa	481	481	-
Enel X Way Italia	396	-	396
Enel Sole Srl	74	74	-
Altre società del gruppo	1.106	1.207	(101)
Totale	332.317	341.055	(8.738)

Per la natura dei principali rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 54 "Operazioni con le parti correlate".

44. Passività contrattuali – Euro 3.129.227 migliaia – euro 1.048.331 migliaia

La voce accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 3.129.227 migliaia (euro 3.251.973 migliaia al 31 dicembre 2021);
- passività contrattuali correnti per euro 1.048.331 migliaia (euro 846.177 migliaia al 31 dicembre 2021).

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 495.194 migliaia

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

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Perequazioni	334.119	282.222	51.897
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	110.672	93.152	17.520
Componenti e oneri di sistema	50.401	1.333.862	(1.283.461)
Altri debiti verso CSEA	2	2	-
Totale	495.194	1.709.238	(1.214.044)

L'incremento dei debiti per Perequazioni, pari a euro 51.897 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione del debito dell'anno 2022 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi servizio di distribuzione (euro 194.350 migliaia), perequazione misura (pari a euro 13.752 milioni) e perequazione delta perdite (pari a euro 8.700 milioni);
- dalla regolazione dei saldi a debito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per i meccanismi di perequazione di esercizi precedenti previsti dal TIT e dal TIME, che ha comportato un pagamento per complessivi euro 186.072 migliaia e la registrazione di un impatto complessivo negativo a conto economico pari a euro 21.167 migliaia.

L'incremento del debito verso CSEA per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 17.520 migliaia è essenzialmente riconducibile:

- per euro 40.500 migliaia alla rilevazione della stima del debito per le penalità a carico dei distributori connesse alla qualità del servizio al 31 dicembre 2022, così come previsto dai titoli IV e VI della Delibera ARERA n. 566/2019/R/eel;
- per euro 40.262 migliaia alla rilevazione del debito verso il Fondo Eventi Eccezionali relativo all'esercizio 2022;
- per euro 22.293 migliaia alla quota di corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato nell'esercizio 2022 ai clienti MT ai sensi dell'art. 41.5 della delibera n. 566/19 ARERA;
- per euro 2.528 migliaia alla rilevazione della stima al 31 dicembre 2022 del debito verso CSEA per penalità ai sensi del titolo V della Delibera ARERA n. 566/2019/R/eel.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- per euro 38.448 migliaia alla riduzione del debito per Fondo Eventi Eccezionali relativo all'anno 2021 apportata in seguito alla definizione dei valori avvenuta con la presentazione a CSEA della relativa dichiarazione annuale che ha comportato il pagamento di euro 38.442 migliaia e rilevazione di un impatto positivo a conto economico di euro 6 migliaia;
- per euro 26.378 migliaia alla riduzione del debito per corrispettivo tariffario specifico (CTS) relativo all'anno 2021 (di cui euro 9.000 migliaia compensati con i crediti corrispondenti rilevati, alla stessa data, negli Altri Crediti verso CSEA);
- per euro 18.856 migliaia al pagamento del debito per titolo IV dell'anno 2021 come da Delibera ARERA n. 622/2022 (in parte mitigato dalla contestuale registrazione di un impatto complessivo negativo a conto economico pari a euro 256 migliaia);
- per euro 2.573 migliaia al pagamento del debito per penalità titolo VI relativo all'anno 2020 come da delibera n. 535/21 ARERA;
- per euro 2.064 migliaia al pagamento del debito per penalità ai sensi del titolo V relativo all'anno 2021.

La riduzione del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 1.283.461 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'aggiornamento delle tariffe in vigore per l'anno 2022, determinato con le delibere n. 35/2022, n. 141/2022, n. 295/2022 e n. 462/2022 ARERA, con le quali sono state azzerate completamente le aliquote degli Oneri di sistema (tranne UC3) per tutte le tipologie di utenza a partire dal'1 gennaio 2022 (nell'ultimo trimestre 2021 erano invece state azzerate, con la delibera n. 396/2021, le tariffe solo per gli utenti domestici e le utenze non domestiche in bassa tensione, per altri usi, con potenza disponibile fino a 16,5 kW).

Gli Altri debiti, pari a euro 2 migliaia, si riferiscono ai corrispettivi annuali fatturati ai traders che hanno presentato, a garanzia dell'adempimento del pagamento dei corrispettivi di trasporto, il rating o la *parent company guarantee* in luogo delle garanzie tradizionali; essi saranno versati a CSEA nel momento in cui verranno incassati.

46. Debiti per imposte sul reddito – Euro 0 migliaia

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Debiti IRES	-	9.077	(9.077)
Totale	-	9.077	(9.077)

Al 31 dicembre 2022 la Società non presenta debiti per imposte sul reddito.

Al 31 dicembre 2021 la voce accoglieva il saldo netto, a debito, tra la stima dell'IRES per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nell'anno, pari complessivamente a euro 9.077 migliaia.

47. Altri debiti tributari – Euro 28.480 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Debiti verso l'Erario per IVA	352	659	(307)
Debiti per ritenuta di imposta	27.733	26.224	1.509
Debiti tributari diversi	395	478	(83)
Totale	28.480	27.361	1.119

Il debito verso l'Erario per IVA si riferisce all'IVA in sospensione d'imposta.

Il debito per ritenuta d'imposta pari, al 31 dicembre 2022, a euro 27.733 migliaia, 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 54.318 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività finanziarie correnti:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Interessi passivi su mutuo BEI	7.559	2.908	4.651
Interessi passivi verso controllante	46.058	67.694	(21.636)
Interessi passivi su mutuo CDP	138	23	115
Interessi su c/c intersocietario	-	1	(1)
Interessi passivi verso terzi su attività in leasing	(110)	6	(116)
Interessi passivi verso controllante su attività in leasing	671	342	329
Interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing	2	2	-
Totale	54.318	70.978	(16.660)

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 breve e a medio lungo termine intrattenuti con la controllante Enel Italia.

La riduzione dei ratei passivi verso controllante, pari a euro 21.636 migliaia, è strettamente correlata al minor costo dei finanziamenti a medio lungo termine rinnovati nell'esercizio 2022, ottenuti dalla controllante ad un tasso più basso rispetto ai precedenti.

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 – 424.782 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Debiti diversi verso il personale	82.073	73.124	8.949
Depositi cauzionali da clienti	14.867	34.542	(19.675)
Debiti diversi verso clienti	116.919	98.845	18.074
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	73.779	69.234	4.545
Acconti Diversi:	90.403	101.832	(11.429)
Acconti diversi (terzi)	90.403	101.832	(11.429)
Ratei passivi	6.739	6.805	(66)
Risconti passivi	1.121	1.998	(877)
Risconti passivi (terzi)	1.121	1.998	(877)
Debiti diversi:	38.881	32.420	6.461
Debiti diversi (terzi)	30.499	26.883	3.616
Debiti diversi (gruppo)	8.379	5.534	2.845
Debiti diversi (capogruppo)	1	1	-
Debiti diversi (controllante)	2	2	-
Totale	424.782	418.800	5.982

I debiti verso il personale, pari a euro 82.073 migliaia (euro 73.124 migliaia al 31 dicembre 2021), accolgono essenzialmente:

- il debito per incentivazioni riconosciute al personale pari a euro 50.310 migliaia (euro 41.634 migliaia al 31 dicembre 2021);
- il debito per competenze maturate dal personale, quali principalmente trattamento di fine rapporto, ferie maturate e non godute e straordinari pari a euro 24.683 migliaia (euro 22.357 migliaia al 31 dicembre 2021);
- 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 2022, pari a euro 7.080 migliaia (euro 9.133 migliaia).

L'incremento della voce, pari a complessivi euro 8.949 migliaia, è strettamente correlato all'aumento dei costi per salari e stipendi ed oneri sociali intervenuto nel 2022 e già commentato in precedenza nella nota n. 12 "Costo del personale".

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto. Al 31 dicembre 2022 presentano una riduzione di euro 19.675 migliaia, strettamente correlata al decremento dei crediti commerciali in seguito all'azzeramento degli Oneri di Sistema menzionato in precedenza.

I debiti diversi verso clienti accolgono debiti per rimborsi vari da evadere verso i clienti. Al 31 dicembre 2022 ammontano ad euro 116.919 migliaia e presentano un incremento di euro 18.074 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale aumento è riferito per euro 23.941 migliaia ad incassi pervenuti ed in corso di lavorazione. Tale impatto risulta in parte mitigato, per euro 3.095 migliaia, dalla riduzione dei debiti verso clienti per indennizzi sulla qualità del servizio e per euro 3.019 migliaia dalla riduzione dei debiti verso clienti riferiti ad errati pagamenti

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 90.403 migliaia (euro 101.832 migliaia al 31 dicembre 2021), 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.

La loro riduzione, pari a euro 11.429 migliaia, è sostanzialmente la conseguenza della riclassifica nella voce "Risconti passivi su contributi (terzi)", nell'ambito delle Altre passività non correnti, della quota parte di contributi in conto impianti riferita a lavori ultimati nell'esercizio precedente (pari a circa euro 19.784 migliaia), della restituzione di circa euro 1.075 migliaia di un contributo riferito ad una cabina in Campania e della riclassifica, nella voce "Contributi in conto esercizio", nell'ambito degli Altri proventi operativi, della quota di contributi in conto esercizio pari a euro 319 migliaia. Tali impatti sono stati in parte mitigati dall'incasso di euro 9.749 migliaia, per il progetto finanziato "PAN - Puglia Active Network NER300", ricevuto nell'esercizio 2022.

I risconti passivi, pari a euro 1.121 migliaia, si riferiscono essenzialmente all'iscrizione della quota a breve dei risconti passivi per Titoli di Efficienza Energetica (per euro 1.998 migliaia).

I debiti diversi pari complessivamente a euro 38.881 migliaia (euro 32.420 migliaia al 31 dicembre 2021) accolgono partite diverse, di varia natura, ancora da regolarizzare. Essi si riferiscono per euro 30.499 migliaia (euro 26.883 migliaia al 31

209

dicembre 2021) a debiti diversi verso terzi e per euro 8.379 migliaia (euro 5.534 migliaia al 31 dicembre 2021) a debiti verso società del gruppo.

Strumenti finanziari

50. Strumenti finanziari per categoria

Nella presente nota si forniscono le *disclosure* necessarie per la valutazione della 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 2022 e al 31 dicembre 2021, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	50.1.1	141.417	173.392	2.201.740	3.026.916
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI)	50.1.2	-	-	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico	50.1.3	-	-	-	-
Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	50.1.4	101.922	-	540	-
TOTALE		243.339	173.392	2.202.280	3.026.916

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 per natura, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Note	Corrente	
		al 31.12.2022	al 31.12.2021		al 31.12.2022	al 31.12.2021
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	36	70.080	59.729
Crediti commerciali		-	-	28	1.629.709	2.488.947
Attività derivanti da contratti con i clienti				8	-	13
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	33	54.476	112.566
Altre attività correnti		-	-	35	18.034	19.944
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-		342	459
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-		8.499	9.921
- Note credito da ricevere		-	-		8.393	8.129
- Crediti verso il personale		-	-		800	1.435
Crediti verso CSEA	27	3.355	5.224	30	429.243	345.717
Altre attività non correnti	27	2.912	2.786	35	198	-
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	26	135.150	165.382		-	-
TOTALE		141.417	173.392		2.201.740	3.026.916

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2022 ammontano a euro 1.629.709 migliaia (euro 2.488.947 migliaia al 31 dicembre 2021) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 1.199.500 migliaia alla fine dell'anno 2022 (euro 1.167.116 migliaia al 31 dicembre 2021).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2021 sono pari complessivamente a euro 2.343.157 migliaia (euro 3.200.308 migliaia al 31 dicembre 2021) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 1.203.343 migliaia a fine esercizio (euro 1.170.433 migliaia al 31 dicembre 2021).

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.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti finanziari (in base all'approccio generale):

Migliaia di euro

	ECL 12 months			ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2021	1.493	-	1.493	-	-	-
Svalutazioni	716	-	716	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	(273)	-	(273)	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2021	1.936	-	1.936	-	-	-
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	(86)	-	(86)	-	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	(93)	-	(93)	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2022	1.757	-	1.757	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari è pari al 31 dicembre 2022 ad euro 1.757 migliaia (euro 1.936 migliaia al 31 dicembre 2021) e si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 148 migliaia (euro 169 migliaia al 31 dicembre 2021);
- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 1.609 migliaia (euro 1.674 migliaia al 31 dicembre 2021).

Al 31 dicembre 2021 tale fondo comprendeva anche la svalutazione delle disponibilità liquide, per euro 93 migliaia esposta, al 31 dicembre 2022, tra le svalutazioni dei crediti altri.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su crediti commerciali (in base all'approccio semplificato):

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2021	1.016.867	26.283	1.043.150
Svalutazioni	145.136	-	145.136
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	(21.170)	-	(21.170)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(10.160)	10.160	-
Totale al 31 dicembre 2021	1.130.673	36.443	1.167.116
Svalutazioni	74.598	-	74.598
Utilizzi	(4.325)	-	(4.325)
Rilasci	(37.889)	-	(37.889)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(1.886)	1.886	-
Totale al 31 dicembre 2022	1.161.171	38.329	1.199.500

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2022 ad euro 1.199.500 migliaia (euro 1.167.116 migliaia al 31 dicembre 2021), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 1.142.135 migliaia (euro 1.110.172 migliaia al 31 dicembre 2021), di cui euro 20.819 migliaia per interessi di mora
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 47.455 migliaia (euro 44.377 migliaia al 31 dicembre 2021);
- degli altri crediti commerciali per euro 9.910 migliaia (euro 12.567 migliaia al 31 dicembre 2021).

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato (in base all'approccio semplificato):

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2021	33.552	-	33.552
Svalutazioni	-	-	-
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(32.171)	-	(32.171)
Totale al 31 dicembre 2021	1.381	-	1.381
Svalutazioni	175	-	175
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	(2)	-	(2)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	515	17	532
Totale al 31 dicembre 2022	2.069	17	2.086

Si precisa che nella nota n. 51 “*Risk Management*” sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all’esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

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

Al 31 dicembre 2022 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 2022 non sono presenti attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.

50.1.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota n. 52 “*Derivati e hedge accounting*”.

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.

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	50.2.1	10.147.526	3.745.122	5.154.514	10.826.521
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	-	-
<i>Derivati di cash flow hedge</i>	25	1.508	91.742	-	-
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		1.508	91.742	-	-
Totale		10.149.034	3.836.864	5.154.514	10.826.521

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 31.12.2022	al 31.12.2021		al 31.12.2022	al 31.12.2021
Finanziamenti a lungo termine	38	10.147.526	3.745.122	38	288.804	5.755.366
Finanziamenti a breve termine			-	38	2.685.268	1.519.516
Debiti commerciali		-	-	43	1.484.411	1.627.479
Debiti verso CSEA		-	-	45	495.194	1.709.238
Altre passività finanziarie correnti		-	-	48	54.318	70.978
Passività contrattuali - lavori in corso su ordinazione		-	-	8	14.733	10.557
Altre passività correnti:		-	-	49	131.786	133.387
- Depositi cauzionali da clienti		-	-		14.867	34.542
- Debiti diversi verso clienti		-	-		116.919	98.845
Totale		10.147.526	3.745.122		5.154.514	10.826.521

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) – 10.436.331 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.

Nel corso del 2022, al fine di mantenere una struttura finanziaria equilibrata rispetto al capitale investito netto e funzionale a coprire il fabbisogno connesso all'attuale situazione di crescita degli investimenti nella rete la Società ha sottoscritto un nuovo contratto di finanziamento e rinnovato i contratti in scadenza con la controllante, pari complessivamente ad euro 6.350.000 migliaia. I prestiti sono stati erogati:

- nel mese di aprile, per euro 3.500.000 migliaia, ad un tasso fisso del 2,52 % e durata pari a 10 anni;
- nel mese di ottobre, per euro 2.000.000 migliaia, ad un tasso variabile Euribor di 6 mesi più un margine del 1,80% e durata pari a 7 anni;
- nel mese di novembre, per euro 850.000 migliaia, ad un tasso variabile Euribor 6 mesi più un margine del 2,69% e durata pari a 10 anni.

Inoltre, i finanziamenti a lungo termine accolgono, per complessivi euro 2.396.178 migliaia, sette 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 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.

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.

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.

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 2022 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 49 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 quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Il 20 giugno 2019, è stata totalmente erogata anche la seconda tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1.000.000 migliaia approvato dalla BEI per il progetto OPEN METER. Tale prestito è stato concesso ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,41%, per una durata quindicinale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Il 30 marzo 2020, è stata totalmente erogata anche la terza ed ultima tranche, pari a euro 250.000 migliaia, del finanziamento complessivo di euro 1.000.000 migliaia approvato dalla BEI per il progetto OPEN METER. Tale prestito è stato concesso ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,417%, per una durata quindicinale, rimborsabile in rate costanti semestrali, garantito anch'esso da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

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 2022 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 150 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 quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è garantito da parent company guarantee rilasciate da Enel S.p.A.

Nel mese di agosto 2022 è stata erogata l'ultima tranche della linea di credito con la BEI per il Progetto e-grid per un importo di euro 300.000 migliaia, ad un tasso variabile pari al massimo all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,473%. Tale finanziamento ha una durata quindicinale, è rimborsabile in rate costanti semestrali ed è, anch'esso, 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 2022 è stato complessivamente pari a euro 124.096 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 536.000 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 2022 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. (confluita oggi in Intesa Sanpaolo 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%.

Nel corso del 2022 la Società ha sottoscritto con la banca Intesa Sanpaolo S.p.A., un contratto di finanziamento agevolato, ai sensi dell'articolo 1 della legge 28 dicembre 2015, n. 208 per i danni subiti agli impianti della Società nell'alluvione di Livorno del 2017 e ha ricevuto nel mese di maggio 2022 un finanziamento pari a euro 96 migliaia.

I rimborsi dei finanziamenti agevolati e i conseguenti crediti di imposta maturati dalla Società nel 2022, sono stati complessivamente pari a euro 231 migliaia.

La Società rileva passività finanziarie per leasing a tasso fisso, connesse ai contratti di locazione di fabbricati, autovetture 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 147.724 migliaia (di cui euro 119.151 migliaia verso la società Enel Italia S.p.A., euro 3.052 migliaia verso la società Enel Produzione S.p.A. ed euro 25.521 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2022 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento pari a euro 67.404 migliaia, rimborsi pari ad euro 54.438 migliaia e altri movimenti di rettifica pari ad euro 13.589 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il fair value dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021, 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 2022-2021
al 31.12.2022						
Finanziamenti bancari:						
- tasso fisso	6.428	6.428	238	6.190	5.094	(134)
- tasso variabile	2.932.377	2.932.178	252.058	2.680.120	2.914.321	86.600
- linee di credito <i>revolving</i> e <i>non-revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	2.938.805	2.938.606	252.296	2.686.310	2.919.415	86.466
Finanziamenti non bancari:						
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	147.724	147.724	36.508	111.216	147.724	(623)
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	4.500.000	4.500.000	-	4.500.000	3.831.742	(2.000.000)
- altri finanziamenti - tasso variabile	2.850.000	2.850.000	-	2.850.000	3.043.882	2.850.000
Totale finanziamenti non bancari	7.497.724	7.497.724	36.508	7.461.216	7.023.348	849.377
Totale finanziamenti a tasso fisso	4.654.152	4.654.152	36.746	4.617.406	3.984.560	(2.000.757)
Totale finanziamenti a tasso variabile	5.782.377	5.782.178	252.058	5.530.120	5.958.203	2.936.600
Totale	10.436.529	10.436.330	288.804	10.147.526	9.942.763	935.843

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazioni valore contabile 2021-2020
al 31.12.2021						
Finanziamenti bancari:						
- 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</i> e <i>non-revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	2.852.368	2.852.140	213.650	2.638.490	2.914.855	108.887
Finanziamenti non bancari:						
- 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	6.641.512	1.000.000
- altri finanziamenti - tasso variabile	-	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti non bancari	6.648.347	6.648.347	5.541.716	1.106.631	6.789.859	974.345
Totale finanziamenti a tasso fisso	6.654.909	6.654.909	5.541.945	1.112.964	6.796.841	978.608
Totale finanziamenti a tasso variabile	2.845.806	2.845.578	213.421	2.632.157	2.907.873	104.624
Totale	9.500.715	9.500.487	5.755.366	3.745.121	9.704.714	1.083.232

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 interesse nominale medio corrente	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2022		al 31.12.2021		al 31.12.2022	
Euro	10.436.330	10.436.529	9.500.487	9.500.715	2,87%	2,87%
Valuta estera	-	-	-	-		
Totale valute non euro	-	-	-	-		
TOTALE	10.436.330	10.436.529	9.500.487	9.500.715		

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti per leasing per controparte e tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Saldo	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2022		al 31.12.2022	
Passività da leasing - gruppo:	122.203	122.203		
- tasso fisso	122.203	122.203	2,96%	2,96%
- tasso variabile	-	-		
Passività da leasing - terzi:	25.521	25.521		
- tasso fisso	25.521	25.521	0,75%	0,75%
- tasso variabile	-	-		
TOTALE	147.724	147.724		

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari e non ricevuti nell'esercizio 2022:

Migliaia di euro							
Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso	Valuta	Tasso d'interesse	Tipo di tasso d'interesse	Scadenza
Finanziamenti bancari:							
	Banca Europea per gli investimenti (BEI)	05/08/2022	300.000	Euro	Euribor 6M+ 0.473%	Tasso variabile	05/08/2037
	Intesa SanPaolo	11/05/2022	96	Euro	0,88%	Tasso fisso	30/06/2047
Totale			300.096				

Migliaia di euro							
Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso	Valuta	Tasso d'interesse	Tipo di tasso d'interesse	Scadenza
Finanziamenti non bancari:							
	Enel Italia SpA	20/04/2022	3.500.000	Euro	2,52%	Tasso fisso	20/04/2032
	Enel Italia SpA	26/10/2022	2.000.000	Euro	Euribor 6M+ 1.8%	Tasso variabile	26/10/2029
	Enel Italia SpA	21/11/2022	850.000	Euro	Euribor 6M+ 2.69%	Tasso variabile	21/11/2032
Totale			6.350.000				

Indebitamento finanziario a lungo termine – Principali covenant

I debiti finanziari a lungo termine BEI e CDP contengono i covenant tipici della prassi internazionale, che possono essere riassunti – in via principale e sostanziale - come segue:

- > clausola relativa alle garanzie o privilegi aggiuntivi, in base alla quale non si dovranno costituire o fornire a terzi garanzie o privilegi aggiuntivi rispetto a quelli già disciplinati nel finanziamento, a meno che una garanzia equivalente non sia estesa pariteticamente o pro quota ai finanziamenti in oggetto, fatti salvi i casi espressamente previsti;
- > clausola di “*pari passu*”, in base alla quale le obbligazioni di pagamento assunte dal prestatore ai sensi del contratto di finanziamento dovranno collocarsi almeno nello stesso grado rispetto a tutte le altre obbligazioni ai sensi di ogni sua esposizione debitoria, salvo per quelle obbligazioni che sono per legge sovraordinate ai sensi della normativa applicabile alle società in generale;
- > clausola relativa alle operazioni straordinarie, in base alla quale, al verificarsi di determinate operazioni (quali, per esempio, operazioni di fusione, scissione, cessione o conferimento ramo di azienda), il prestatore ha l’obbligo di darne comunicazione alla banca. In tale caso, la banca ha la facoltà di consultare il prestatore e di richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche dei contratti di finanziamento o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. Qualora il prestatore non vi provveda o se la banca ritenga ragionevolmente che gli effetti dell’operazione non possano essere attenuati in maniera per essa soddisfacente, la stessa banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti. In taluni casi, sono escluse dall’applicazione di tale clausola le operazioni straordinarie tra le società appartenenti al Gruppo Enel;
- > clausola relativa alle modifiche dell’assetto di controllo, in base alla quale il prestatore ha l’obbligo di comunicare alla banca eventuali mutamenti degli assetti di controllo propri o della controllante Enel S.p.A. o, in taluni casi, di altre società del Gruppo Enel. In tale caso, la banca ha la facoltà di consultare il prestatore e di richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche dei contratti di finanziamento o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. In mancanza, la banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti;
- > clausola di perdita di *rating*, in base alla quale, al verificarsi di una variazione del *credit rating* del garante, sia esso Enel S.p.A. o banche di gradimento della BEI, al di sotto di determinati livelli, la banca potrebbe, in mancanza di soluzioni alternative per essa soddisfacenti, richiedere la cancellazione del credito non ancora erogato e/o il rimborso anticipato del prestito, ovvero esercitare gli ulteriori rimedi contrattuali;
- > obbligo di copertura assicurativa e di mantenimento della proprietà, del possesso e di utilizzo di opere, impianti e macchinari oggetto del finanziamento per tutta la durata del prestito;
- > clausola di limitazione ai trasferimenti di beni, che prevede l’impegno a non trasferire, dare in locazione e/o comunque cedere attività o beni, salvo nei casi espressamente ammessi;
- > clausola di “risoluzione” o “recesso” del contratto in base alla quale, al verificarsi di determinati eventi (quali, per esempio, inesattezze nella documentazione rilasciata in occasione del contratto, mancato pagamento alla scadenza, stato di insolvenza, fallimento o assoggettamento ad altre procedure concorsuali, *cross-default*, mutamento sostanziale pregiudizievole ecc.), la banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti.

In particolare, in alcuni finanziamenti tra la BEI e e-distribuzione S.p.A. per la realizzazione di un progetto relativo al potenziamento, ricondizionamento e ammodernamento della rete di distribuzione di energia elettrica in Italia, tra cui quelli stipulati a giugno 2021 e luglio 2022, è prevista, tra gli altri covenant, una clausola di perdita della concessione. In base a tale clausola, il prestatore ha l’obbligo di comunicare alla banca eventuali ipotesi di revoca, recesso o cessazione dell’efficacia della concessione per le attività di distribuzione di energia elettrica di cui è titolare il prestatore, che pregiudichi l’adempimento degli obblighi di pagamento o le condizioni finanziarie del prestatore stesso. In tale caso, la banca ha la facoltà di consultare il prestatore e di richiedere la costituzione di ulteriori garanzie, ovvero modifiche dei contratti di

finanziamento o misure alternative da essa ritenute soddisfacenti. In mancanza, la banca ha facoltà di cancellare il credito non ancora erogato e richiedere il rimborso anticipato dei prestiti.

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 31.12.2022				al 31.12.2021			
	Prima della copertura		Dopo la copertura		Prima della copertura		Dopo la copertura	
%								
Tasso variabile	5.782.377	55%	4.545.398	44%	2.845.806	30%	1.514.516	16%
Tasso fisso	4.654.152	45%	5.891.131	56%	6.654.909	70%	7.986.199	84%
Totale	10.436.529	100%	10.436.529	100%	9.500.715	100%	9.500.715	100%

Per il contenuto delle altre voci contenute nelle Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato, si rinvia alle specifiche Note Esplicative.

Finanziamenti a breve termine – 2.685.268 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2022 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	al 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Finanziamenti bancari a breve termine	213	28	185
Finanziamenti bancari a breve termine - gruppo	1.500.000	-	1.500.000
Conto corrente intersocietario	1.185.055	1.519.488	(334.433)
Totale	2.685.268	1.519.516	(334.248)

I finanziamenti a breve termine si riferiscono al saldo a debito dei conti correnti bancari e del conto corrente intersocietario oltre che ad una linea di credito revolving con la controllante.

In particolare, i Finanziamenti bancari a breve termine – gruppo, accolgono la linea di credito revolving, pari a euro 1.500.000 migliaia, ottenuta nel mese di luglio 2022 dalla controllante per una durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (euribor 3 mesi) più spread 0,62% e rimborso della quota capitale a scadenza. Al 31 dicembre 2022 tale linea di credito risulta completamente utilizzata.

Il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, al 31 dicembre 2022, risulta a debito per euro 1.185.055 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2022, un tasso di interesse pari all'"Euribor ad un mese-Media mensile", maggiorato di uno spread pari allo 0,70% fino al mese di settembre e dello 0,62% a partire dal mese di ottobre, e sui saldi creditori, aumentato di uno spread che è variato mensilmente.

Al 31 dicembre 2021, il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, risultava 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.

La riduzione del conto corrente intersocietario, pari a euro 334.433 migliaia, deriva essenzialmente:

- dal pagamento del dividendo anno 2021 pari ad euro 1.287.780 migliaia;
- dal rimborso delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 5.713.660 migliaia e delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 54.438 migliaia;
- dalla maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 192.946 migliaia;
- dal pagamento delle imposte pari a euro 533.833 migliaia.

Tali effetti sono stati parzialmente mitigati:

- dall'incasso dei finanziamenti a medio lungo termine verso Enel Italia pari complessivamente a euro 6.350.000 migliaia, della tranche del finanziamento BEI e-grid di euro 300.000 migliaia e della tranche del finanziamento agevolato, ai sensi dell'articolo 1 della legge 28 dicembre 2015, n. 208 per i danni subiti agli impianti della Società nell'alluvione di Livorno del 2017 pari a euro 96 migliaia;
- dall'incasso della linea di credito revolving a breve termine dalla controllante, pari a euro 1.500.000 migliaia.

Si precisa che il *fair value* dei finanziamenti correnti è equivalente al loro valore contabile in quanto l'effetto dell'attualizzazione non è significativo.

50.2.2 Derivati passivi

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

50.2.3 Utili (perdite) netti

Nella tabella seguente sono riportati gli utili e le perdite nette al 31 dicembre 2022, distinti per categoria di strumenti finanziari, esclusi i derivati:

Migliaia di euro

	Utili/(perdite) netti	Di cui: Impairment / Ripristini di impairment	Utili/(perdite) netti	Di cui: Impairment / Ripristini di impairment
	2022	2022	2021	2021
Attività finanziarie al FVOCI:	-	-	-	-
Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato	38.108	67	35.893	443
Attività finanziarie al FVTPL:	-	-	-	-
Passività finanziarie misurate al costo ammortizzato	357.237	-	386.562	-
Passività finanziarie al FVTPL:	-	-	-	-

Per il dettaglio degli utili e delle perdite nette su strumenti finanziari derivati si rimanda alla nota 17 "Proventi/(Oneri) finanziari da derivati".

51. Risk Management

51.1 Governance e obiettivi di gestione dei rischi finanziari

La Società, nello svolgimento della propria attività, è esposta ad una varietà di rischi connessi al suo business e per i quali si è dotata di un modello di governance collaudato e ben articolato.

Tale modello adottato da e-distribuzione S.p.A. è in linea con il modello del Gruppo Enel e con quelli più accreditati nel contesto internazionale ed ha come obiettivi:

- l'attuazione di un Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (SCIGR);
- la rappresentazione organica ed univoca dei principali rischi (catalogo dei rischi);
- l'adozione di processi, strumenti e metodologie che abilitano l'adozione di decisioni consapevoli che tengano conto della natura ed il livello dei rischi e che ne colgano, al contempo, le relative opportunità.

In linea con il catalogo dei rischi di Gruppo, i rischi sono classificati in sei categorie: Strategici, Finanziari, Operativi, Governance & Culture, Tecnologia Digitale e di Compliance.

Per contenere e/o ottimizzare l'esposizione a tali rischi, la Società svolge una serie di attività di analisi, misurazione, monitoraggio e gestione degli stessi.

51.2 Rischi finanziari

La Società è esposta a diversi rischi finanziari quali il rischio tasso di interesse, il rischio tasso di cambio, il rischio di credito e controparte e il rischio di liquidità.

e-distribuzione S.p.A. ha adottato un sistema di governance dei rischi finanziari che prevede la presenza di comitati interni e l'impiego di apposite policy e limiti operativi. L'obiettivo è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari al fine di evitare variazioni inattese sul risultato economico senza precludersi, allo stesso tempo, la possibilità di cogliere eventuali opportunità.

Rischio di tasso di interesse

La Società è esposta al rischio che variazioni del livello dei tassi di interesse comportino variazioni inattese degli oneri finanziari netti o del valore di attività e passività finanziarie valutate al fair value.

L'esposizione al rischio di tasso di interesse deriva principalmente dalla variabilità delle condizioni di finanziamento, in caso di accensione di un nuovo debito, e dalla variabilità dei flussi di cassa relativi agli interessi prodotti dalla porzione di debito a tasso variabile.

La politica di gestione del rischio di tasso di interesse mira al contenimento degli oneri finanziari e della loro volatilità mediante l'ottimizzazione del portafoglio di passività finanziarie e la stipula di contratti finanziari derivati sui mercati OTC.

Il controllo del rischio attraverso specifici processi ed indicatori consente di limitare i possibili impatti finanziari avversi e, al contempo, di ottimizzare la struttura del debito con un adeguato livello di flessibilità che garantisca il mantenimento della solidità e dell'equilibrio della struttura finanziaria.

Per maggiori dettagli si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 50 "Strumenti finanziari per categoria".

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2022 e 31 dicembre 2021 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	1.236.979	1.331.290
Interest rate options	-	-
Totale	1.236.979	1.331.290

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 2022 il 55% (30% al 31 dicembre 2021) 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 2022, risulta essere coperto al 56% (84% al 31 dicembre 2021).

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 31.12.2022		al 31.12.2021		
		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		11.363	-	3.786	-
			(11.363)	-	(3.786)	-
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		-	12.580	-	19.517
			-	(12.580)	-	(19.517)
<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 2022 i contratti a copertura del rischio cambio euro-dollaro riguardano operazioni previste, altamente probabili, connesse all'acquisizione di contatori digitali.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2022 e del 31 dicembre 2021, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Cross currency rate swaps (CCIRSs)	-	-
Currency forwards	70.952	-
Currency swaps	-	-
Totale	70.952	-

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.

Migliaia di euro		al 31.12.2022		al 31.12.2021		
		Aumento/riduzione nei tassi di cambio	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:						
	Cash Flow hedge	+/- 10%	-	(6.213)	-	-
			-	7.574	-	-

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.

Rischio credito e controparte

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.

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.

La massima esposizione al rischio di credito per le componenti di Stato Patrimoniale al 31 dicembre 2022 e 2021 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 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	Valore contabile
Performing	12 m ECL	BBB- to AAA	0,92%	190.250	1.757	188.492
Underperforming	Lifetime ECL	BB+ to C	-	-	-	-
			-	-	-	-
			-	-	-	-
Non-performing		D	-	-	-	-
Total				190.250	1.757	188.492

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), sia verso controparti Terze che del Gruppo, valutati individualmente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2022			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Crediti Commerciali	42,2%	2.751.453	1.161.171	1.590.282
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	1.448.358	351	1.448.007
Crediti commerciali scaduti:	89,1%	1.303.095	1.160.820	142.275
1 – 30 giorni	0,0%	6.833	- 3	6.836
31 – 60 giorni	1,9%	10.750	207	10.543
61 – 90 giorni	5,8%	5.585	324	5.261
91 – 120 giorni	40,4%	4.175	1.688	2.487
121 – 150 giorni	45,2%	892	403	489
151 – 180 giorni	21,6%	7.202	1.553	5.649
più di 180 giorni (credit impaired)	91,2%	1.267.658	1.156.648	111.010
Altri Crediti	0,4%	506.875	2.069	504.806
Total	35,7%	3.258.328	1.163.240	2.095.088

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e ECL per i crediti commerciali e gli altri crediti relativi a strumenti finanziari valutati collettivamente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2022			
	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Crediti Commerciali	49,3%	77.756	38.329	39.427
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	13.767	2	13.765
Crediti commerciali scaduti:	59,9%	63.989	38.327	25.662
1 – 30 giorni	0,1%	4.932	6	4.926
31 – 60 giorni	0,2%	5.159	11	5.148
61 – 90 giorni	-0,5%	- 3.528	18	- 3.546
91 – 120 giorni	0,8%	2.257	19	2.238
121 – 150 giorni	2,1%	1.213	26	1.187
151 – 180 giorni	0,1%	1.982	2	1.980
più di 180 giorni (credit impaired)	73,6%	51.974	38.245	13.729
Altri Crediti	0,6%	2.933	17	2.916
Total	47,5%	80.689	38.346	42.343

Al 31 dicembre 2022 sono presenti anche impairment di altri crediti non in scope IFRS9, con un valore contabile lordo pari a euro 113.514 migliaia, svalutati per un ammontare pari a euro 56.660 migliaia (al 31 dicembre 2021 risultavano svalutati per euro 33.741 migliaia). Per maggiori dettagli si rimanda al commento riportato nella voce 35 “Altre attività correnti”.

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.

Infatti, nonostante l'attuale contesto macroeconomico caratterizzato da tassi di interesse in aumento e costi di indebitamento più elevati, derivanti anche dal conflitto tra Russia e Ucraina, e-distribuzione, con il rinnovo dei finanziamenti a scadenze diversificate e a condizioni economiche più favorevoli, ha mantenuto una struttura equilibrata del rischio di liquidità.

Il forecasting dei flussi di cassa è predisposto da e-distribuzione con il supporto della 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 2022 ha un fido di cassa con Enel Italia di 2.500 milioni di euro utilizzato per 1.185 milioni di euro e una linea di credito con Enel Italia per 1.500 milioni di euro completamente utilizzata.

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
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	-	238	242	749	5.199
- tasso variabile	4.542	247.516	274.786	900.243	1.505.091
- linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-
Totale	4.542	247.754	275.028	900.992	1.510.290
Finanziamenti non bancari:					
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	10.123	26.385	26.877	56.223	28.116
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	-	-	-	333.333	4.166.667
- altri finanziamenti - tasso variabile	-	-	-	151.786	2.698.214
Totale	10.123	26.385	26.877	541.342	6.892.997
Derivati:					
Derivati di FVH	-	-	-	-	-
Derivati di CFH	267	273	232	(1.647)	102.917
Derivati al fair value rilevato a conto economico	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-
Debiti commerciali e altri debiti	1.484.400	-	-	-	11
Debiti per leasing finanziari	-	-	-	-	-
Garanzie finanziarie	-	-	-	-	-
Altre passività finanziarie	-	-	-	-	-
TOTALE	1.499.065	274.139	301.905	1.442.334	8.403.298

Si evidenzia che, nel corso del 2022, sono stati rinnovati i finanziamenti Intercompany in scadenza per un importo di euro 5.500.000 migliaia, rimborsabili in un arco temporale maggiore di cinque anni.

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).

Infine, si segnala che gli impatti del conflitto Russia-Ucraina e del delicato contesto macroeconomico sui temi legati alla gestione del rischio sono stati limitati e comunque non tali da influenzare direttamente e in misura significativa la valutazione degli strumenti derivati e l'esito delle verifiche di efficacia sulle coperture del rischio cambio e tasso d'interesse. La volatilità che ha caratterizzato i mercati finanziari è stata compensata da azioni di mitigazione del rischio tramite strumenti finanziari derivati.

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 2022 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 sono rilevati 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 2022 derivati di cash flow hedge e si riferiscono alla copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa connessi ad alcuni finanziamenti a lungo termine e a tasso variabile, nonché alla copertura del rischio di cambio connesso all'acquisto di contatori digitali e di concentratori per la componente legata alla variabilità del cambio EUR/USD.

Copertura di investimenti netti in gestioni estere

Le coperture degli investimenti netti in gestioni estere sono coperture dell'esposizione al rischio cambio delle eventuali quote di pertinenza della Società nelle attività nette di tali gestioni estere e sono contabilizzate in modo analogo alle coperture di cash flow hedge.

Qualsiasi utile o perdita sullo strumento di copertura relativo alla parte efficace della copertura è rilevato nelle altre componenti di conto economico complessivo. L'utile o la perdita relativo alla parte inefficace della copertura è rilevato a conto economico quando si manifesta. Gli utili e le perdite cumulati a patrimonio netto sono rilevati a conto economico quando la gestione estera è ceduta o parzialmente alienata.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2022 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 2022, 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 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
DERIVATI ATTIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.076.979	-	101.690	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	18.584	-	232	-	52.368	-	540	-
Totale	1.095.563	-	101.922	-	52.368	-	540	-
TOTALE DERIVATI ATTIVI	1.095.563	-	101.922	-	52.368	-	540	-

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
DERIVATI PASSIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	160.000	1.331.290	1.508	91.742	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	160.000	1.331.290	1.508	91.742	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI PASSIVI	160.000	1.331.290	1.508	91.742	-	-	-	-

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 non sono più rappresentativi dopo il 31 dicembre 2021 e il tasso di riferimento è 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 rettificati (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 2022 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.

52.1.2 Relazioni di copertura per tipologia di rischio coperto

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 2022 e al 31 dicembre 2021, suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
al 31.12.2022							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	160.000	-	1.076.979	1.236.979
- Average IRS rate	-	-	-	3,61	-	1,20	
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
al 31.12.2021							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	-	-	-	200.000	1.131.290	1.331.290
- Average IRS rate	-	-	-	-	3,61	1,22	

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 2022 e al 31 dicembre 2021 suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro

Strumento di copertura	Elemento coperto	Fair value		Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale	
		Attività	Passività	Attività	Passività	Attività	Passività	Attività	Passività
		al 31.12.2022				al 31.12.2021			
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	101.690	-	1.508	1.236.979	-	-	91.742	1.331.290
		101.690							
Totale		101.690	-	1.508	1.236.979	-	-	91.742	1.331.290

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 2022 e al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro

Derivati	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Cash flow hedge								
Interest rate swap	1.076.979	-	101.690	-	160.000	1.331.290	1.508	91.742
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso d'interesse	1.076.979	-	101.690	-	160.000	1.331.290	1.508	91.742

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

CFH su tasso d'interesse	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2022	al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2026	al 31.12.2027
Fair value positivo	101.690	18.718	22.461	15.549	13.658	11.869	33.231
Fair value negativo	(1.508)	(928)	(144)	(458)	(193)	-	-

L'impatto a bilancio degli strumenti di copertura del rischio di tasso di interesse è il seguente:

Migliaia di euro

	Valore nozionale	Valore contabile	Voce Stato patrimoniale	Fair value utilizzato per
				misurare l'inefficacia dell'esercizio
al 31.12.2022				
Interest rate swap (IRS)	1.236.979	100.182	Derivati	100.182
al 31.12.2021				
Interest rate swap (IRS)	1.331.290	(91.742)	Derivati	(91.742)

L'impatto sullo stato patrimoniale delle poste coperte esposte al rischio di tasso di interesse è il seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2022			al 31.12.2021		
	Fair value utilizzato per misurare l'inefficacia	Riserva di cash flow hedge	Cost of hedging reserve	Fair value utilizzato per misurare l'inefficacia	Riserva di cash flow hedge	Cost of hedging reserve
Finanziamenti bancari a tasso variabile	(100.227)	100.227	-	89.574	(89.574)	-
Totale	(100.227)	100.227	-	89.574	(89.574)	-

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge su tassi avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

Migliaia di euro	2022			2021		
	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	(171.115)	(20.809)	2.123	(35.414)	(30.027)	1.950
Derivati di copertura	(171.115)	(20.809)	2.123	(35.414)	(30.027)	1.950

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 2022 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
al 31.12.2022							
Currency forward							
- Notional value	52.368	18.584	-	-	-	-	70.952
- Average currency forward rate	1,09	1,11	-	-	-	-	-

Si segnala che al 31 dicembre 2021 la Società non aveva in essere coperture sul rischio di cambio.

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 2022 e al 31 dicembre 2021, suddivisi per tipologia di elemento coperto:

Migliaia di euro		Fair value		Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale	
Strumento di copertura	Elemento coperto	Attività		Passività		Attività		Passività	
		al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Currency forward	Acquisti futuri di commodity denominati in valuta estera	773	-	70.952	-	-	-	-	-
Currency swaps	Commercial paper denominati in valuta estera	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		773	-	70.952	-	-	-	-	-

Infine, di seguito sono riportati il valore nozionale e il *fair value* dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021	al 31.12.2022	al 31.12.2021
Derivati								
Cash flow hedge								
Currency forward	70.952		773					
CCIRS	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso di cambio	70.952	-	773	-	-	-	-	-

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio cambio:

Migliaia di euro	Fair value al 31.12.2022	Distribuzione dei flussi di cassa attesi					
		al 31.12.2023	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2026	al 31.12.2027	Oltre
CFH su tasso di cambio							
Fair value positivo	773	540	232	-	-	-	-
Fair value negativo	-	-	-	-	-	-	-

L'impatto sullo stato patrimoniale delle coperture dei flussi di cassa del rischio di cambio è il seguente:

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Voce di bilancio	Fair value usato per
				misurare l'inefficacia per il periodo
al 31.12.2022				
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	-	-	-	-
Currency forwards	70.952	773	Derivati	773
al 31.12.2021				
Cross currency interest rate swaps (CCIRS)	-	-	-	-
Cross forwards	-	-	-	-

La tabella seguente espone gli impatti a patrimonio netto dei derivati di cash flow hedge su rischio tasso di cambio avvenuti durante il periodo al lordo dell'effetto fiscale:

Migliaia di euro	2022			2021		
	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 cambio	(3.327)	-	-	(11.686)	-	3.212
Derivati di copertura	(3.327)	-	-	(11.686)	-	3.212

Fair value measurement

53. Fair value measurement di attività e passività

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

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle attività al 31 dicembre 2022 valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI			ATTIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2022	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2022	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al <i>fair value</i>									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse		101.690	-	101.690	-	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		232	-	232	-	540	-	540	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-	-
Totale		101.922	-	101.922	-	540	-	540	-

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

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 2022 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 al 31 dicembre 2022 valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA' NON CORRENTI			PASSIVITA' CORRENTI			
		Fair value al 31.12.2022	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2022	Livello 1	Livello 2
Valutazioni ricorrenti al fair value								
Derivati di cash flow hedge:								
sul rischio di tasso d'interesse		1.508	-	1.508	-	-	-	-
sul rischio di tasso di cambio		-	-	-	-	-	-	-
sul rischio di prezzo su commodity		-	-	-	-	-	-	-
Derivati embedded		-	-	-	-	-	-	-
Totale		1.508	-	1.508	-	-	-	-

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 31.12.2022	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti:					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso		5.094	-	5.094	-
- tasso variabile		2.914.321	-	2.914.321	-
Totale		2.919.415	-	2.919.415	-
Finanziamenti verso altri:					
- tasso fisso		3.979.466	-	3.979.466	-
- tasso variabile		3.043.882	-	3.043.882	-
Totale		7.023.348	-	7.023.348	-
Totale Finanziamenti		9.942.763	-	9.942.763	-

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 economiche con parti correlate attuate durante l'esercizio 2022:

	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
	-	-	-	-	21.401	-	8.551
Controllante Enel Italia SpA	-	7	3.212	563	170.004	32.307	301.999
Controllate:							
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	1.431	3.230.367	-	318.100	145.705	885	2.452
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	1.223.364	-	92.847	1.762	-	-
Enel Energia SpA	-	2.001.538	-	-	2.771	-	-
Enel Grids Srl (già Enel Global Infrastructure & Networks Srl)	-	242	-	-	137.391	-	-
Gridspertise Srl	-	253	-	225.253	3.413	-	2.426
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	64	-	-
Edistribucion Redes Digitales SL	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	(247)	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	1.119	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	3.729	-	-	103	885	26
E-Distributie Muntenia SA	369	50	-	-	(0)	-	-
Enel Energie Muntenia SA	-	-	-	-	-	-	-
Enel Trade SpA	-	13	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	432	35	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	12	232	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	618	39	-	-	201	-	-
Altre parti correlate:	-	96.219	-	15.391	1.857.326	-	10.483
GSE	-	298	-	-	167	-	-
GME	-	-	-	-	147.064	-	-
Poste Italiane	-	79	-	-	135	-	-
ENI	-	12.599	-	14.480	0	-	-
Terna	-	22.646	-	909	1.650.082	-	-
Fopen	-	-	-	-	20.345	-	-
Fondenel	-	-	-	-	841	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	58.049	-	-	982	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	144	-	0	5	-	-
Altre Gruppo CdP	-	739	-	1	36.190	-	10.483
Anas	-	1.596	-	-	1.475	-	-
Gruppo MPS	-	1	-	-	32	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	8	-	-
Altre	-	68	-	-	1	-	-
Totale	1.431	3.326.593	3.212	334.054	2.194.435	33.193	323.484

La seguente tabella sintetizza le operazioni economiche con parti correlate poste in essere durante l'esercizio 2021:

	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
Capogruppo Enel SpA	-	-	-	-	-	24.981	-	8.395
Controllante Enel Italia SpA	-	7	-	5.161	101	178.651	27.173	381.684
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo:	12.275	3.277.277	1.552	-	81.773	138.604	5.274	32
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	-
Altre parti correlate:	5	157.659	290	-	3.885	1.926.521	86	9.779
Open Fiber SpA	-	5.098	-	-	3.885	-	86	-
GSE	-	257	-	-	-	66	-	278
GME	-	-	-	-	-	198.286	-	-
Poste Italiane	-	28	-	-	-	123	-	-
ENI	-	35.675	-	-	-	13.341	-	-
Terna	5	36.142	290	-	-	1.686.624	-	-
Fopen	-	-	-	-	-	17.422	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	645	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	75.210	-	-	-	(248)	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	123	-	-	-	3	-	-
Altre Gruppo CdP	-	881	-	-	-	9.219	-	9.501
Anas	-	1.565	-	-	-	892	-	-
Gruppo MPS	-	59	-	-	-	40	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	2.150	-	-	-	13	-	-
Altre	-	471	-	-	-	95	-	-
Totale	12.280	3.434.943	1.842	5.161	85.759	2.268.757	32.533	399.890

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2022 (si precisa che i crediti verso altre parti correlate sono esposti al lordo di eventuali impairment):

	Stato Patrimoniale													Altre informazioni					
	Attività materiali e acconti	Attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Attività finanziarie correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Passività finanziarie correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Capogruppo Enel SpA	-	-	5.700	-	-	66.686	14.899	-	-	43.649	-	-	16.448	-	-	1	-	-	-
Controllante Enel Italia SpA	117.674	101.922	-	580	1.629	177	-	8.943.136	1.508	-	60	-	44.683	6.757.800	-	2	-	-	-
Controllate:																			
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	3.025	-	-	114.504	-	7.130	-	2.167	-	-	1.194.134	178	271.186	887	222.574	8.379	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	20.276	-	-	-	-	-	-	756.437	178	93.472	-	112.178	2.520	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	74.318	-	-	-	-	-	-	433.813	-	472	-	108.981	3.433	-	-	-
Enel Grids Srl (già Enel Global Infrastructure & Networks Srl)	-	-	-	3.180	-	-	-	-	-	-	-	-	90.502	-	-	-	-	-	-
Gridspertise Srl	-	-	-	11.754	-	7.130	-	-	-	-	-	-	82.431	-	-	2.426	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	217	-	-	-	-	-	-	-	-	(361)	-	-	-	-	-	-
Eistribucion Redes Digitales SL (già Endesa Distribuzione Electrica SL)	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Endesa Ingegneria SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285	-	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	1.512	-	-	-	-	-	-	1	-	74	-	1	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	3.025	-	-	1.049	-	-	-	2.167	-	-	1.903	-	586	887	678	0	-	-	-
E-Distributie Muntenia SA	-	-	-	148	-	-	-	-	-	-	-	-	530	-	-	-	-	-	-
Enel Servicii Comune SA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	-	138	-	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	-	-	-	18	-	-	-	-	-	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Dobrogea SA	-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	218	-	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	-	-	-	(16)	-	-	-	-	-	-	1.824	-	481	-	352	-	-	-	-
Enel Iberia Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	436	-	-	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	1.906	-	-	-	-	-	-	156	-	1.751	-	383	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	-	213	26.472	5.155	2.645	-	446.667	-	16.970	-	339.329	89.471	42.989	11.591	1.406	36.162	148.768	
GSE	-	-	-	17	-	-	-	-	-	-	-	-	2.213	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	(0)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	33	4.868	74	-	-	-	-	76	-	4	-	45	-	-	-	-
ENI	-	-	0	1.456	-	26	-	-	-	-	6.670	-	110	-	9.888	78	-	-	5.784
Terna	-	-	-	14.550	-	-	-	-	-	-	2.053	-	309.349	-	10.503	-	-	-	4.275
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.192	-	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	0	7.543	-	455	-	-	-	-	4.804	-	477	-	20.274	-	1.406	36.162	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	311	-	-	-	-	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-	-
Altre Gruppo CdP	-	-	212	(34)	-	-	-	446.667	-	236	-	23.962	89.471	2.108	-	-	-	-	138.709
Anas	-	-	1	2.541	-	2.090	-	-	-	-	-	-	3.182	-	-	-	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	3	287	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	-	-	52	-	-	-	-	-	-	3.131	-	12	-	171	322	-	-	-
Totale	120.699	101.922	5.913	141.555	6.784	76.638	14.899	8.945.303	448.175	43.649	1.211.164	178	671.646	6.848.158	265.563	19.973	1.406	36.162	148.768

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2021:

	Stato Patrimoniale															Altre informazioni					
	Attività materiali e acconti	Attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Crediti commerciali e altri crediti	Fondo svalutazione e crediti	Attività finanziarie correnti	Altre attività correnti	Crediti per imposte sul reddito	Finanziamenti e apporti di capitale	Altre passività finanziarie e non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Capogruppo Enel SpA	-	-	5.687	-	-	-	23.901	3.248	-	-	54.716	-	-	21.756	9.077	-	-	1	-	-	-
Controllante Enel Italia SpA	104.85	-	-	579	-	-	177	-	1.082.017	91.742	-	68	-	49.573	-	7.114.40	-	2	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	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 Elctrica 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-Distributie Muntenia SA	-	-	-	5.552	(2.635)	-	-	-	-	-	-	-	651	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Servizi Comune SA	-	-	-	3.424	(478)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Romania SA	-	-	-	1.634	(123)	-	-	-	-	-	-	-	68	-	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributie Banat SA	-	-	-	1.866	(22)	-	-	-	-	-	-	-	311	-	-	-	-	-	-	-	-
E-Distributie 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	-	-	-	-	-
Altre parti correlate:	118.79	207	1	53.072	-	23	9.452	-	-	536.000	-	194.432	-	338.065	-	89.356	12.404	65.365	323	174.283	406.05
Open Fiber SpA	118.79	0	-	24.420	-	7.362	-	-	-	-	180.247	-	7.486	-	-	10.781	18.410	-	-	-	251.88
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	-
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	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre Gruppo CdP	-	207	-	43	-	-	-	-	-	536.000	-	268	-	3.868	-	89.356	34	2.793	-	-	126.42
Anas	-	-	1	2.248	-	1.604	-	-	-	-	-	-	3.088	-	-	-	310	-	-	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58	-	-	-	-
Altre	-	-	-	327	-	-	-	-	-	-	4.007	-	118	-	-	351	3.822	-	-	-	-
Totale	227.55	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	7.204.64	204.449	70.902	323	174.283	406.05

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 2022 riguardano sia i debiti per Finanziamenti a medio/lungo termine che un Finanziamento a breve termine ed 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 breve e a medio/lungo termine e tutte le competenze relative al conto corrente intersocietario, oltre agli effetti economici dei contratti derivati, per le cui condizioni si rinvia alle Note Esplicative 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) oltre che servizi informatici.

La società Enel Grids S.r.l. (già Enel Global Infrastructure and Network S.r.l.) effettua la fornitura di servizi tecnici quali sviluppo delle reti, 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.

La società Gridspertise fornisce ad e-distribuzione sia apparati di campo (contatori e concentratori) e altri componenti di rete, 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 segnala che gli acquisti degli apparati di campo e delle altre componenti di rete riportati nella colonna "Acquisti di beni" della tabella di sintesi dei rapporti economici, vengono registrati da e-distribuzione tra le rimanenze di magazzino e, a valle dell'installazione, rilevati tra le immobilizzazioni materiali.

Si evidenzia, infine, che nella voce "Gruppo CdP" sono state incluse tutte le società che al 31 dicembre 2022 erano sottoposte a comune controllo di Cassa Depositi e Prestiti, ad eccezione di quelle del Gruppo Terna 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 31.12.2022	al 31.12.2021	2022-2021
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	478.806	501.453	(22.647)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- appalti	1.828.841	1.505.788	323.053
- ordini	1.315.590	1.297.142	18.448
- altri acquisti	1.397.941	1.316.301	81.640
Totale	4.542.372	4.119.231	423.141
TOTALE	5.021.178	4.620.684	400.494

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 478.806 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 501.453 migliaia al 31 dicembre 2021).

Gli altri impegni si riferiscono ad impegni in essere con fornitori per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni; il loro incremento, pari a complessivi ad euro 423.141 migliaia, è riconducibile:

- all'emissione di diversi nuovi contratti relativi a prestazioni e/o forniture a sostegno degli investimenti programmati dalla Società nei prossimi anni;
- alle integrazioni apportate agli ordini in essere verso fornitori di materiali ed appalti per il riconoscimento degli extra-prezzo previsti dal Decreto Aiuti n. 50/2022.

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. Con sentenza n. 5363/2022 del 6 aprile 2022, il Tribunale di Roma ha rigettato la domanda di e-distribuzione, trascurando i documenti prodotti in giudizio a fondamento della richiesta. La sentenza del Tribunale è stata impugnata dinanzi alla Corte d'Appello di Roma, con atto di appello notificato in data 9 maggio 2022, in cui sono state nuovamente proposte tutte le tesi in fatto e in diritto svolte in primo grado, nonché richiesto l'opportuno e compiuto esame del materiale istruttorio depositato. In occasione della prima udienza tenutasi il 24 gennaio 2023, il collegio si è riservato sulle richieste avanzate dalle Società, tra cui l'accoglimento delle istanze istruttorie. Con ordinanza del 30 gennaio 2023, pubblicata il 7 febbraio 2023, il collegio ha sciolto la riserva rigettando tali richieste e rinviando la causa all'8 ottobre 2024 per la precisazione delle conclusioni.

Nonostante i recenti sviluppi dell'ordinanza del 30 gennaio 2023, si ritiene che la domanda della Società abbia ancora apprezzabili possibilità di essere accolta in relazione alla richiesta di rimborso delle somme versate ai propri difensori (circa euro 50 milioni).

Con riferimento alla prima sentenza emessa dal Tribunale di Roma il 21 ottobre 2013, Cattolica ha proposto ricorso avanti alla Corte d'Appello di Roma che, con sentenza n. 6339/2018 del 9 ottobre 2018, lo 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.

Con sentenza n. 12969 del 26 aprile 2022, la Corte di Cassazione ha accolto il ricorso incidentale proposto da Cattolica, con assorbimento di ogni altro motivo di ricorso, compresi quelli proposti da e-distribuzione, rinviando la causa ad altra sezione della Corte di Appello di Roma. E-distribuzione ha proceduto quindi alla riassunzione del giudizio innanzi alla Corte di Appello, con atto notificato in data 14 luglio 2022. È stato poi avviato anche il giudizio di revocazione della sentenza di

Cassazione n. 12969 sopracitata in quanto la stessa non ha valutato l'eccezione di giudicato interno formulata da e-distribuzione nei riguardi del ricorso incidentale di Cattolica.

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, successivamente defunto.

Nella fase di indagini è stato disposto un accertamento tecnico irripetibile e la relazione del Consulente tecnico del Pubblico Ministero, datata 15 dicembre 2021, è stata depositata ed acquisita al fascicolo del PM.

È stato notificato agli imputati e alla società l'avviso di conclusione delle indagini preliminari. Con l'accesso al fascicolo del Pubblico Ministero da parte delle difese, si è avuta contezza del provvedimento di stralcio della posizione di alcuni indagati, ai fini della presumibile relativa richiesta di archiviazione.

Si sta esaminando la documentazione presente nel fascicolo del Pubblico Ministero anche al fine di individuare la linea difensiva da assumere per le successive fasi del procedimento.

Di concerto con la Compagnia di Assicurazione, si sta definendo l'iter per addivenire ad una transazione con gli eredi del defunto, a tacitazione delle pretese risarcitorie formulate dalle persone offese, pur senza riconoscimento alcuno in ordine ai profili di responsabilità.

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 2021, l'Autorità ha inviato la Comunicazione delle Risultanze istruttorie cui e-distribuzione S.p.A. ha replicato in data 29 luglio 2021 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 evidenzia le modalità di calcolo dei prezzi unitari.

e-distribuzione ha trasmesso la propria memoria difensiva il 22 gennaio 2019. Successivamente l'Autorità nell'ambito dello stesso procedimento ha richiesto ulteriori informazioni che sono state inviate il 12 giugno 2019. Il 7 febbraio 2020, l'Autorità ha reso noto di aver proceduto all'affidamento di un'attività consulenziale sui temi oggetto del procedimento a favore dell'operatore GRID PARITY 2 S.r.l.

I termini del procedimento sono quindi attualmente sospesi fino alla ricezione delle conclusioni del consulente esterno.

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 2022, rispetto a quelle riportate nel suddetto Registro, si segnalano le seguenti restituzioni di quote di contributo ricevute in anni precedenti:

Euro migliaia		
Ente erogante	Incentivi incassati nel 2022	Descrizione del contributo incassato
ANPAL	(168)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita 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	(96)	Tranche di contributo a fondo perduto restituita 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:

Euro migliaia		
Ente beneficiario	Incentivi erogati nel 2022	Descrizione del contributo erogato
Enel Cuore Onlus	2.088	80% a saldo contributo liberale 2021
Enel Cuore Onlus	474	20% del contributo liberale 2022
Fondazione Centro Studi Enel	1.405	50% a saldo contributo liberale 2021
Fondazione Centro Studi	1.280	50% del contributo liberale 2022

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 2022:

- ✓ “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 specificando che tale diritto deve esistere alla fine dell'esercizio;
 - che la classificazione non è influenzata dalle intenzioni o aspettative del management su quando il diritto di differire il regolamento di una passività sarà esercitato;
 - che esiste un diritto di differire solo se sono soddisfatte 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 2024² o successivamente.

- ✓ “Amendments to IAS 1 - Non-current Liabilities with Covenants”, emesso ad ottobre 2022. Lo IAS 1 richiede di classificare il debito come non corrente solo nel caso in cui sia possibile evitare di saldare il debito nei dodici mesi successivi alla data di bilancio. Le modifiche al principio migliorano l'informativa da fornire quando la facoltà di differire

² A luglio 2020 è stato emesso un emendamento per posticipare la data di entrata in vigore, prima prevista per il 1° gennaio 2023, al 1° gennaio 2024

il regolamento di una passività per almeno dodici mesi è subordinata al rispetto di covenant e specificano che la classificazione del debito come corrente o non-corrente alla data di bilancio non è influenzata da covenant da rispettare successivamente alla data di bilancio.

Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2024.

- ✓ “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 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 a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente.
- ✓ “Amendments to IAS 8 - Definition of Accounting Estimates”, emesso a febbraio 2021. Le modifiche hanno lo scopo di chiarire come distinguere tra cambiamenti nei principi contabili e cambiamenti nelle stime contabili; la definizione di cambiamenti nelle stime contabili è sostituita con la definizione di stime contabili intesi come “importi monetari che in bilancio sono soggetti ad incertezza nella misurazione”. Le modifiche saranno applicabili a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente.
- ✓ “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 la fiscalità differita sulle transazioni che, alla rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale ammontare. Le modifiche saranno applicabili, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2023 o successivamente.
- ✓ “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.
- ✓ “Amendments to IFRS 16-Lease Liability in a Sale and Leaseback”, emesso a settembre 2022. Le modifiche richiedono al venditore-locatario di valutare l’attività per il diritto d’uso derivante da un’operazione di vendita e retrolocazione in proporzione al valore contabile precedente dell’attività oggetto dell’accordo e in linea con il diritto d’uso mantenuto; di conseguenza, al venditore-locatario sarà concesso di rilevare solo l’importo dell’eventuale plusvalenza o minusvalenza relativa ai diritti trasferiti all’acquirente-locatore. Le modifiche non prescrivono specifici requisiti di valutazione per le passività derivanti da una retrolocazione; tuttavia, includono esempi che illustrano la misurazione iniziale e successiva della passività includendo pagamenti variabili che non dipendono da un indice o da un tasso. Tale rappresentazione costituisce una deviazione dal modello generale di contabilizzazione previsto dall’IFRS 16, in cui i pagamenti variabili, che non dipendono da un indice o da un tasso, sono rilevati a conto economico nel periodo in cui si verifica l’evento o la condizione che determina tali pagamenti. A tal riguardo, il venditore-locatario dovrà sviluppare e applicare un policy contabile per determinare i pagamenti del leasing in modo tale che qualsiasi importo dell’utile o della perdita relativo al diritto d’uso trattenuto non venga riconosciuto. Le modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2024; è prevista l’applicazione retrospettiva, in conformità allo IAS 8 “Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors”, per le vendite e le operazioni di retrolocazione stipulate dopo la data di applicazione iniziale dell’IFRS 16.

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

59. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

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, in base all'incarico ricevuto 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)
e-distribuzione SpA		
Revisione contabile al 31 dicembre 2022	- KPMG SpA	266
Altri servizi:		
- Affidamento incarico aggiuntivo per Oneri di rete ex delibera ARERA 119/2022/R/eel	- KPMG SpA	58
- Svolgimento procedure di GAP Analysis monitoraggio dei costi di ricerca e sviluppo rilevanti ai fini del Patent Box	- KPMG SpA	15
- Svolgimento procedure di verifica previste il prospetto che include i costi di ricerca e sviluppo rilevanti per Patent Box 2015 – 2019	- KPMG SpA	70
- Unbundling	- KPMG SpA	51
Totale		460

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 2021 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	2021
Ricavi	1.769
Costi	1.125
Proventi da partecipazioni	4.451
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(447)
Imposte	(114)
UTILE DELL'ESERCIZIO	4.762

Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2021

ATTIVITA'	
Attività non correnti	
Attività materiali e immateriali	155
Partecipazioni	60.269
Attività finanziarie non correnti	769
Altre attività non correnti	398
Totale	61.591
Attività correnti	
Crediti commerciali	275
Attività finanziarie correnti	8.317
Altre attività correnti	1.205
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	952
Totale	10.749
Attività non correnti classificate come possedute per la vendita	0
TOTALE ATTIVITA'	72.340
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	
PATRIMONIO NETTO	34.967
Passività non correnti	
Finanziamenti a lungo termine	25.572
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	370
Passività finanziarie non correnti	1.300
Altre passività non correnti	30
Totale	27.272
Passività correnti	
Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.779
Debiti commerciali	167
Fondi rischi e oneri - quota corrente	12
Passività finanziarie correnti	358
Altre passività correnti	2.785
Totale	10.101
TOTALE PASSIVITA'	37.373
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	72.340

Compliance

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 l’approvazione del proprio Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001 (successivamente integrato, aggiornato e modificato), in attuazione di quanto previsto dall’art. 6 del Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231/2001 e nominato un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, a cui è stato affidato il compito di vigilare sul funzionamento e l’osservanza del Modello. In data 23 aprile 2020 è stato nominato l’Organismo di Vigilanza attualmente in carica.

Scopo del Modello 231 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 a Rischio” e la loro conseguente proceduralizzazione.

Il Modello 231 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 231 è soggetto ad aggiornamento in presenza di esigenze od opportunità derivanti dall’introduzione di nuovi reati presupposto, agli orientamenti giurisprudenziali ovvero ai cambiamenti significativi nelle attività svolte dalla Società e/o nella propria struttura organizzativa. In tale contesto, nel corso del 2022 la Società ha approvato l’aggiornamento Parte Speciale I “*Delitti di criminalità organizzata*”, che si è reso necessario per coordinamento con la più recente Parte Speciale “N” dedicata al presidio dei reati tributari e per aggiornare le aree a rischio e i relativi principi procedurali specifici. L’aggiornamento della Parte Speciale I è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione S.p.A. del 26 luglio 2022.

Il Modello 231 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.

Nel corso del 2022 l’Organismo di Vigilanza ha monitorato e vigilato sull’effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo di cui al Decreto Legislativo n. 231/2001, evidenziandone la sostanziale 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.

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 TZC 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) inteso a recepire una serie di raccomandazioni per l’implementazione dei principi formulati in materia da *Transparency International*.

Politica sui Diritti Umani

La Società ha adottato nel corso del 2013 una politica sui diritti umani (aggiornata dal Consiglio di Amministrazione di e-distribuzione in data 17 febbraio 2022) 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 da tre membri.

Attualmente tale organo è composto dal responsabile dell’Unità Audit Enel Grids e da due responsabili all’interno dell’Unità Legal and Corporate Affairs Italy.

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 il sistema di gestione della prevenzione della corruzione secondo la norma UNI ISO 37001:2016.

Nel corso del 2022 ha proseguito con gli adempimenti per il mantenimento della certificazione 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 1.400.151.961,76 come segue:

- quanto a euro 1.400.100.000,00 come dividendo dell'esercizio 2022, nella misura di euro 0,5385 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2022 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 51.961,76 come Utili portati a nuovo.

Relazioni

Relazione della Società di Revisione



e-distribuzione S.p.A.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022
(con relativa relazione della società di revisione)

KPMG S.p.A.
28 marzo 2023



KPMG S.p.A.
Revisione e organizzazione contabile
Via Curtatone, 3
00185 ROMA RM
Telefono +39 06 80961.1
Email it-fmauditaly@kpmg.it
PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

*All'Azionista Unico della
e-distribuzione S.p.A.*

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. (nel seguito anche la "Società"), costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2022, dal conto economico, dal prospetto di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto e 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 2022, 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.



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2022

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;



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2022

- 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 2022, 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 2022 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 2022 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Roma, 28 marzo 2023

KPMG S.p.A.

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 2022 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 2022 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° 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 31.12.2022, redatto in conformità ai principi contabili internazionali ed alle interpretazioni di riferimento definiti quali "IFRS/EU", che evidenzia un risultato d'esercizio di euro 1.400.151.961,76.

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 28 marzo 2023 contenente un giudizio senza modifica.

Da quanto riportato nella relazione del soggetto incaricato della revisione legale il bilancio d'esercizio al 31.12.2022 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 nella 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 e sul loro concreto funzionamento.

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.

Non abbiamo effettuato segnalazioni all'organo amministrativo, ai sensi e per gli effetti dell'art. 25-octies D.Lgs. 2019 n. 14.

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 31.12.2022, 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 2022 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.

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 2022, così come redatto dagli amministratori.

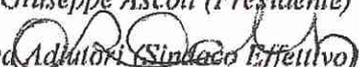
Il Collegio Sindacale concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio formulata dagli amministratori.

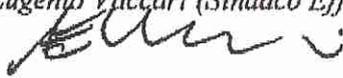
Il Collegio Sindacale, infine, evidenzia che con l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 scade il mandato conferito alla società di revisione e, a tal fine, con documento a parte, si presenta la proposta motivata prevista dalla normativa. Nella stessa data di approvazione del bilancio al 31 dicembre 2022 scade il mandato del Collegio Sindacale e, pertanto, ringraziando per la fiducia accordata, si invita il Socio a nominare l'organo di controllo.

Roma, 28 marzo 2023

Il Collegio Sindacale


Dott. Giuseppe Ascoli (Presidente)


Prof.ssa Anna Rosa Adulòri (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.