

Relazione e Bilancio di esercizio di e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2025



e-distribuzione

Indice

Organi sociali.....	5
Relazione sulla gestione.....	6
L'esercizio 2025 in sintesi	7
Eventi di rilievo del 2025	8
Quadro normativo e tariffario.....	10
Andamento operativo	22
Investimenti	50
Sostenibilità.....	52
Ambiente.....	54
Cambiamento climatico: rischi ed opportunità.....	59
Risorse umane	65
Risultati economico-finanziari.....	75
Prevedibile evoluzione della gestione	87
Altre informazioni	89
Bilancio d'esercizio.....	91
Conto Economico.....	91
Prospetto di Conto Economico complessivo	92
Stato Patrimoniale.....	93
Prospetto delle variazioni del patrimonio netto.....	95
Rendiconto finanziario.....	96
Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025.....	97
1. Forma e contenuto del Bilancio	97
2. Principi contabili.....	98
3. Nuovi principi contabili, modifiche ed interpretazioni	129
4. Informazioni finanziarie relative al clima	130
5. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi e policy contabili	131
6. Operazioni straordinarie.....	131
Informazioni sul Conto Economico.....	133
7. Ricavi	133
8. Altri proventi operativi	141
9. Materie prime e materiali di consumo	144
10. Servizi	145
11. Costo del personale	148
12. Ammortamenti e impairment	150
13. Altri costi operativi	151
14. Costi per lavori interni capitalizzati	153

15.	Proventi da partecipazioni	153
16.	Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati	154
17.	Proventi/(Oneri) finanziari	154
18.	Imposte	157
Informazioni sullo Stato Patrimoniale		159
19.	Immobili, impianti e macchinari	159
20.	Leasing operativo	165
21.	Attività immateriali	167
22.	Attività per imposte differite	170
23.	Partecipazioni	172
24.	Derivati	172
25.	Altre attività finanziarie	174
26.	Altre attività	176
27.	Rimanenze	178
28.	Crediti commerciali	178
29.	Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	180
30.	Crediti e debiti per imposte sul reddito	182
31.	Altri crediti e debiti tributari	182
32.	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	183
33.	Patrimonio netto	184
34.	Finanziamenti	188
35.	Posizione finanziaria netta e crediti finanziari e titoli a lungo termine	188
36.	Benefici ai dipendenti	188
37.	Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi)	194
38.	Passività contrattuali	196
39.	Altre passività finanziarie	196
40.	Altre passività	197
41.	Debiti commerciali	200
42.	Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	202
Strumenti finanziari		204
43.	Strumenti finanziari per categoria	204
44.	Risk Management	220
45.	Derivati e Hedge Accounting	226
Attività e passività misurate al <i>fair value</i>		235
46.	Attività e passività misurate al fair value	235
Altre informazioni		237
47.	Operazioni con le parti correlate	237
48.	Impegni contrattuali e garanzie	244
49.	Attività e Passività potenziali	245

50.	Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017	248
51.	Programmi ambientali.....	250
52.	Principi contabili di futura applicazione	251
53.	Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	254
54.	Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione.....	255
55.	Attività di direzione e coordinamento	256
	Compliance.....	258
	Proposte all'Assemblea	261
	Relazioni.....	262
	Relazione della Società di Revisione	262
	Relazione del Collegio Sindacale.....	266

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

<i>Amministratore Delegato</i> Vincenzo Ranieri	<i>Presidente [1]</i> Carmina Toscano	<i>Consigliere [2]</i> Francesca Flamini
---	---	--

Collegio Sindacale

<i>Presidente</i> Alberto Caprari	<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 Francesca Romana Napolitano in data 31 marzo 2025


[2] Nominata in sostituzione di Angelo Scipioni in data 31 marzo 2025


Relazione sulla gestione

L'esercizio 2025 in sintesi

Di seguito i principali indicatori di performance ed operativi di e-distribuzione S.p.A. relativi all'esercizio 2025:

	2025	2024	variazioni	
 DATI ECONOMICI (milioni di euro)				
Ricavi	8.844	9.281	(437)	(4,71%)
Margine Operativo Lordo	4.425	5.009	(584)	(11,66%)
Ammortamenti e impairment	(1.479)	(1.460)	(19)	1,30%
Risultato Operativo	2.946	3.549	(603)	(16,99%)
Risultato Netto	1.789	2.382	(593)	(24,90%)

 DATI PATRIMONIALI (milioni di euro)				
Investimenti attività materiali *	3.894	2.994	900	30,06%
Capitale investito netto	21.026	18.523	2.503	13,51%
Indebitamento finanziario netto	(12.319)	(11.634)	(685)	5,89%
Patrimonio Netto	8.707	6.889	1.818	26,39%

 DATI OPERATIVI				
Consistenza finale personale (n.)	16.705	16.225	480	2,96%
Linee MT (km)	364.726	361.780	2.946	0,81%
Linee BT (km)	791.723	791.423	300	0,04%
Energia elettrica vettoriata (TWh) **	208,23	218,08	(9,85)	(4,52%)
Clienti finali serviti (milioni)	31,20	31,11	0,09	0,29%
Produttori connessi (milioni)	1,95	1,80	0,15	8,33%
Connessioni passive permanenti annue (potenza venduta in GW)	4,79	7,13	(2,34)	(32,82%)
Connessioni passive temporanee annue (potenza venduta in GW)	1,61	1,76	(0,15)	(8,52%)
Connessioni a produttori annue (potenza in GW)	4,59	5,05	(0,46)	(9,11%)
Connessioni passive per mobilità elettrica annue (n.)	2.732	2.830	(98)	(3,46%)

* Al netto dei contributi pubblici portati a riduzione degli impianti entrati in esercizio cui sono correlati.

** Dato comprensivo degli usi propri; dato 2024 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 2025

Approvazione del Piano di Sviluppo delle Infrastrutture edizione 2025

Nel 2025 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di e-distribuzione S.p.A., predisposto in conformità alle vigenti previsioni normative e regolatorie. Il Piano delinea gli interventi di maggior rilievo riferiti al periodo 2025-2029, relativi agli sviluppi della rete elettrica e delle altre infrastrutture della società.

Come previsto dalla regolazione vigente, lo schema del Piano è stato trasmesso ad ARERA entro il 31 marzo 2025 ed è stato successivamente sottoposto a consultazione pubblica. La versione finale, aggiornata sulla base delle osservazioni pervenute, è stata presentata all'Autorità entro il 30 giugno 2025.

Partecipazione al bando PNRR – Missione 7 REPowerEU e ammissione ai finanziamenti

Nel 2025 la Società ha partecipato all'Avviso Pubblico del PNRR – Missione 7 REPowerEU, Investimento 1 "Scale up dell'investimento 2.1 Rafforzamento Smart Grid", presentando progetti per un valore complessivo di circa 393 milioni di euro, come autorizzato dal Consiglio di Amministrazione nella riunione consiliare del 17 dicembre 2024.

Sono stati candidati due progetti relativi al rafforzamento delle smart grid nelle aree del Centro Nord e del Mezzogiorno.

In data 9 aprile 2025, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha comunicato l'ammissione ai finanziamenti di entrambe le iniziative:

- il Progetto Centro Nord è stato finanziato integralmente per circa 200 milioni di euro;
- il Progetto Mezzogiorno ha ottenuto un finanziamento di circa 166 milioni di euro, rispetto ai 192 milioni richiesti.

La scadenza per la conclusione delle attività progettuali, finanziate nell'ambito del programma europeo NextGenerationEU, è giugno 2026.

Finanziamento "General Purpose" con l'ECA danese EIFO e Citibank.

Il Consiglio di Amministrazione del 16 giugno 2025 ha approvato la partecipazione di e-distribuzione a un'iniziativa di Gruppo finalizzata all'accesso a finanziamenti agevolati garantiti da agenzie di credito all'esportazione. Enel S.p.A. ha avviato una negoziazione con Citibank per la definizione di una linea di finanziamento garantita dall'ECA danese Export and Investment Fund of Denmark ("EIFO"), destinata a diverse società del Gruppo.

A seguito dell'accordo quadro tra Enel S.p.A., Citibank ed EIFO, è stato stipulato, in data 13 ottobre 2025, un contratto di finanziamento "Sustainability Linked e General Corporate Purpose" tra Citibank Europe PLC e e-distribuzione SpA, per l'ammontare di euro 230 milioni, con un tasso variabile (euribor 6 mesi) più margine di 43 bps, della durata di 13 anni, con circa 2 anni di preammortamento, garantito con una *Parent Company Guarantee* rilasciata dalla Capogruppo (fino al 140% dell'importo) e con una garanzia EIFO (fino al 95% dell'importo).

Il finanziamento è caratterizzato dall'assenza di obblighi di acquisto specifici e dalla clausola di sostenibilità collegata agli obiettivi ESG del Gruppo (*SDG 13 "Climate Action"*), con possibile variazione del margine tra 0 e +5 bps.

Linea di credito revolving con Enel Italia S.p.A.

Nel mese di giugno 2025, il Consiglio di Amministrazione, in considerazione del piano di sviluppo della rete, della complessità dello scenario macroeconomico ed energetico del Paese, e in ottica di minimizzazione degli oneri

finanziari della società, ha approvato il rinnovo della linea di credito revolving con Enel Italia S.p.A., per un importo massimo pari a 1,5 miliardi di euro della durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (euribor 3 mesi) più spread 0,74% e rimborso della quota capitale a scadenza.

Finanziamento CDP per il piano investimenti 2024-2026

Nel corso del 2025 il Consiglio di Amministrazione ha approvato la sottoscrizione di una nuova linea di finanziamento con Cassa Depositi e Prestiti ("CDP"), intermediata dalla Banca Europea per gli Investimenti ("BEI"), per sostenere il piano di investimenti 2024-2026 di e-distribuzione S.p.A. L'operazione, del valore massimo di 200 milioni di euro, è destinata a interventi di potenziamento, digitalizzazione e resilienza della rete elettrica.

Il finanziamento si aggiunge ai due precedenti contratti concessi dalla BEI per complessivi 500 milioni di euro sottoscritti nel 2024 e 2025.

L'importo del finanziamento, pari a 200 milioni di euro, è stato erogato nel mese di dicembre 2025, con un tasso variabile (euribor 6 mesi) pari a 89 bps, della durata di 15 anni e 4 anni di preammortamento, garantito con una *Parent Company Guarantee* rilasciata dalla Capogruppo (fino al 130% dell'importo) e prevede condizioni economiche allineate al mercato e una clausola di sostenibilità legata all'SDG 13 "*Climate Action*".

Contatori elettronici di seconda generazione: superati i 30 milioni di contatori attivi

A settembre 2025 si è conclusa la prima fase del piano di sostituzione massiva, con oltre 30,4 milioni di contatori elettronici di seconda generazione (cc.dd. Contatori 2G) attivi su tutto il territorio nazionale. Napoli è la città con il numero più alto di Contatori 2G installati, con oltre 413.000 contatori attivi, seguita da Palermo, Firenze, Bari e Venezia.

Rinnovo accordo Patent Box per il quinquennio 2020-2024

In data 20 novembre 2025, ai fini della normativa Patent Box, è stato sottoscritto con l'Agenzia delle Entrate l'Accordo preventivo avente ad oggetto i metodi ed i criteri per la determinazione del contributo economico per l'uso diretto di beni immateriali per il quinquennio 2020 – 2024, in sostanziale continuità con il precedente Accordo per il quinquennio 2015 - 2019.

Inaugurata a Livigno la cabina primaria più alta d'Italia per Milano Cortina 2026

La nuova cabina primaria di Livigno, inaugurata a dicembre 2025, è la più alta d'Italia: realizzata a 2.177 metri slm, è stata costruita sfruttando le più avanzate tecnologie e, soprattutto, all'insegna della sostenibilità. L'impianto è stato realizzato con una struttura ipogea che favorisce la completa integrazione nel contesto paesaggistico montano, consentendo di ridurre al minimo l'impatto ambientale. L'alta sostenibilità di questo progetto è stata garantita anche dal riutilizzo di terre e rocce derivanti dalle attività di escavazione, in linea con i principi dell'economia circolare. Infatti, tale materiale (27.000 m³) è stato tutto riutilizzato per infrastrutture ad uso della comunità locale, come ad esempio il parcheggio comunale Passo Eira. La rete elettrica locale dell'Alta Valtellina è stata ulteriormente potenziata e resa più resiliente ai cambiamenti climatici grazie alla posa di 60 km di cavi interrati, favorendo l'integrazione dell'infrastruttura in aree di rilevanza paesaggistica. Inoltre, nelle aree di Livigno e Bormio, sono state realizzate 4 nuove cabine secondarie e altre 12 sono state riqualficate con un aggiornamento tecnologico a vantaggio dell'automazione di rete e del telecontrollo.

Il progetto di Enel per Livigno non garantirà quindi solo l'energia necessaria per le Olimpiadi Invernali, ma anche una qualità del servizio migliore per i residenti e abiliterà l'elettrificazione dei consumi futuri per circa 20.000 clienti.

Quadro normativo e tariffario

Provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Testo Integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e servizio (TIROSS)

Con la delibera 163/2023/R/com l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA o Autorità) ha approvato il Testo integrato dei criteri e dei principi generali della regolazione per obiettivi di spesa e di servizio per il periodo 2024-2031 (TIROSS 2024-2031) e con la delibera 497/2023/R/com ha definito i criteri applicativi della regolazione ROSS. Tale testo integrato definisce i criteri per la determinazione del costo riconosciuto comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas per il periodo 2024-2031, rilevanti ai fini della determinazione del vincolo ai ricavi ammessi delle imprese.

La metodologia ROSS prevede un approccio integrato al riconoscimento dei costi fondato sulla "spesa totale" (TOTEX), suddivisa tra le componenti "slow money" e "fast money" in base ad un tasso di capitalizzazione specifico per impresa, stabilito ex-ante da ARERA. Nel dettaglio:

- la componente "slow money" concorre ad incrementare la RAB ed è remunerata tramite il WACC. Dalla stessa deriva, inoltre, il riconoscimento degli ammortamenti, in coerenza con la vita utile regolatoria dei cespiti. Entrambe le componenti sono riconosciute con un lag temporale di un anno rispetto all'anno di sostenimento della spesa;
- la componente "fast money", invece, è riconosciuta nell'anno in cui la spesa è sostenuta e comprende anche gli incentivi e/o disincentivi derivanti dal nuovo meccanismo di efficienza applicato ai costi operativi. Tale meccanismo, aggiornato annualmente, prevede che l'incentivo sia determinato sulla base della differenza tra la spesa operativa di riferimento (c.d. *baseline opex*) e la spesa operativa effettivamente sostenuta.

Alla determinazione del costo riconosciuto concorrono anche:

- i costi cosiddetti "incomprimibili" riconosciuti "on top" alla componente fast money ed esclusi dalla base di costo operativo rilevante ai fini dell'individuazione delle efficienze;
- i maggiori recuperi di efficienza conseguiti nel precedente periodo di regolazione;
- un meccanismo di gestione delle incertezze denominato Z-factor, finalizzato ad incrementare la baseline dei costi operativi, su istanza dell'operatore al verificarsi di specifiche condizioni.

Nel corso del 2025, l'Autorità ha aggiornato il TIROSS, in particolare:

- con la delibera n.130/2025/R/com rivedendo i criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali elettrico e gas, prevedendo che a partire dalle tariffe dell'anno 2025 venga applicato l'indicatore IPCA Italia, in sostituzione del deflatore degli investimenti fissi lordi
- con la delibera 390/2025/R/com, emanando disposizioni per l'adeguamento di specifici istituti della regolazione ROSS-base, e introducendo in via sperimentale, alcuni strumenti regolatori per l'evoluzione della regolazione verso il ROSS-integrale. In particolare, il Regolatore ha:
 - affinato i criteri di determinazione dei tassi di capitalizzazione in sede di reopener per gli anni 2026-2027;
 - modificato, tenendo conto delle esigenze di semplificazione, l'istituto dello Z-factor a decorrere dal 2026, prevedendo che la fissazione dello stesso avvenga solo ex post;
 - previsto l'obbligo, per la principale impresa distributrice, di presentare nell'ambito di specifici business plan inclusivi di cost assessment, le informazioni sull'evoluzione attesa della spesa operativa e di capitale per il 2026 e 2027, introducendo, tra le altre cose, un meccanismo di incentivazione alla corretta rilevazione della spesa per investimenti.

Testo Integrato Trasporto delle disposizioni tariffarie per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (TIT) e Testo Integrato per la regolazione dell'attività di Misura elettrica (TIME)

Con la delibera 616/2023/R/eel l'Autorità ha definito i criteri per il sesto periodo tariffario della distribuzione e misura di energia elettrica, approvando i rispettivi testi integrati TIT e TIME per il primo semi-periodo del VI periodo regolatorio 2024-2027.

Le disposizioni in essi contenute confermano sostanzialmente il quadro regolatorio preesistente, prevedendo in particolare:

- un meccanismo di perequazione dei ricavi di distribuzione e misura per garantire l'equilibrio tra ricavi effettivi e ricavi ammessi, al netto del 50% dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo dell'infrastruttura elettrica per finalità ulteriori rispetto al servizio elettrico;
- un meccanismo perequativo dei costi di trasmissione, volto a compensare gli squilibri fra i costi di trasmissione riconosciuti a Terna e i ricavi di trasmissione ottenuti dall'applicazione dei corrispettivi ai clienti finali;
- un meccanismo incentivante le aggregazioni tra imprese distributrici.

Ulteriori disposizioni in materia tariffaria

Con delibera n. 259/2025/R/eel l'Autorità ha pubblicato le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2025. Le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2025 saranno pubblicate nel corso del 2027. Nel corso del 2026 saranno invece pubblicate le tariffe di riferimento definitive 2024, che includeranno i valori di Z-factor riconosciuti ex-post, e le tariffe di riferimento provvisorie 2026.

Con la delibera 575/2025/R/eel sono stati invece aggiornati per l'anno 2026 i corrispettivi delle tariffe per l'uso delle infrastrutture (tariffe obbligatorie nella regolazione ante-ROSS).

Per quanto riguarda la gestione dei crediti, l'Autorità ha previsto nel tempo diversi separati meccanismi di riconoscimento ai distributori dei corrispettivi per oneri di rete (OdR) e oneri generali di sistema (OGdS) non versati dai traders.

Tali meccanismi sono stati unificati, in particolare nella modalità di presentazione delle istanze, con la delibera 119/2022/R/eel che oltre a garantire un reintegro pressoché integrale degli OGdS, ha confermato 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, 225% del ricavo ammesso annuo).

La delibera prevede a regime la presentazione dell'istanza entro aprile di ogni anno e la liquidazione nel mese di settembre.

Regolazione tariffaria in tema di energia reattiva

A partire dal 2022 ARERA ha aggiornato la regolazione tariffaria dell'energia reattiva precedentemente disciplinata dalle delibere 568/2019 e 395/2020, introducendo corrispettivi da applicare alle immissioni di reattiva oltre a quelli già esistenti relativi agli eccessivi prelievi.

In particolare, con la delibera 232/2022 ARERA ha definito l'applicazione dei corrispettivi per reattiva immessa dal 1° aprile 2023 per i soli clienti MT, BT e DSO sotesi.

Con la delibera 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.

Con una serie di provvedimenti pubblicati a fine 2023, l'Autorità ha previsto ulteriori aggiornamenti della regolazione tariffaria dell'energia reattiva a decorrere dal 2024.

In particolare, con la delibera 616/2023 ARERA ha aggiornato la tabella 5 del TIT, introducendo un corrispettivo unitario unico per gli eccessivi prelievi, eliminando i due scaglioni, e per le immissioni di reattiva a carico dei clienti MT e BT, e modificando anche la quota dei ricavi trattenuti dai DSO, che sarà aggiornata annualmente.

Con la delibera 632/2023, ARERA ha confermato, per gli anni 2024 e 2025, i corrispettivi 2023 per le immissioni di reattiva a carico dei DSO connessi in AT e AAT.

Con la delibera 617/2023 l'Autorità ha introdotto un meccanismo che incentiva i DSO a installare dispositivi di compensazione delle immissioni di reattiva verso la RTN, attraverso la restituzione dei corrispettivi per immissione versati dai distributori a Terna nei 24 mesi precedenti l'entrata in esercizio di detti dispositivi. Tale meccanismo è stato confermato anche per il biennio 2026-2027 con la delibera 573/2025/R/eel.

Con la delibera 585/2024 ARERA ha aggiornato, per il 2025, i corrispettivi (tabella 5 del TIT) che il distributore deve applicare alle immissioni e agli eccessivi prelievi di energia reattiva da parte dei clienti finali e nei punti di interconnessione con reti sottese, in bassa e media tensione.

I suddetti corrispettivi sono stati aggiornati, per il 2026, con la delibera 575/2025 che ha stabilito un lieve incremento degli importi unitari rispetto ai valori validi nel 2025.

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

Con la delibera n.614/2021/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri di determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027).

La regolazione prevede un aggiornamento annuale (c.d. meccanismo di trigger) all'interno di ciascun sub-periodo (anni 2023-2024 e 2026-2027), qualora l'aggiornamento di specifici indicatori finanziari dovesse portare ad una variazione del WACC superiore ad una certa soglia (30 bps negli anni del secondo sub-periodo). Con delibera n.513/2024/R/com l'Autorità ha quindi aggiornato il tasso di remunerazione per il sub-periodo 2025-2027, determinando un valore del 5,6%. Con la delibera n.476/2025/R/com il tasso di remunerazione del 5,6% è stato confermato anche per il 2026, non essendo stata raggiunta la soglia di attivazione.

Testo Integrato Settlement (TIS)

Con la delibera 570/2021/R/eel è stata modificata la disciplina del *settlement* aggiornando le modalità di trasmissione dei coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo (CRPP) e dell'energia oraria convenzionale per i punti di illuminazione pubblica (IP) non trattati su base oraria al fine di sterilizzare le distorsioni lato PRA (Prelievo Residuo di Area) conseguenti al massivo passaggio dei clienti a trattamento orario a seguito del piano di installazione dei 2G. In particolare, il provvedimento ha inteso aggiornare la frequenza di ricalcolo dei suddetti parametri portandola da annuale a quadrimestrale a partire dal mese di dicembre 2021.

La delibera 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.

La delibera 142/2023/R/eel ha aggiornato il TIS e il TIME al fine di introdurre le necessarie modifiche ai flussi informativi di misura e a quelli dei relativi aggregati per permettere la gestione del valore di Energia Immessa Negativa (EIN) e dare così attuazione operativa alla delibera 109/2021/R/eel a partire dal mese di gennaio 2024.

La delibera 535/24/R/eel ha inteso modificare le modalità di calcolo dei c.d. CRPP volti a calmierare le distorsioni emerse negli ultimi mesi del 2024 nell'ambito dell'attribuzione convenzionale agli Esercenti la Maggior Tutela dell'energia non trattata oraria.

In particolare, a dicembre 2024 con valenza gennaio 2025, il DSO ha avuto la facoltà di utilizzare al denominatore della formula dei CRPP l'energia effettivamente prelevata dai clienti non orari nell'anno precedente in luogo della sommatoria dei PRA per tutte quelle aree per le quali è stato utilizzato da luglio 2024 almeno una volta il c.d. CRPU (coefficienti di ripartizione del prelievo) dedotto.

Nel medesimo provvedimento è stata anche inserita una disposizione straordinaria per lenire il disavanzo finanziario degli Esercenti la Maggior Tutela in quanto diretta conseguenza anche delle predette distorsioni.

Provvedimenti relativi ai Sistemi di smart metering di seconda generazione

Con la delibera 724/2022/R/eel l'Arera ha aggiornato, per il triennio 2023-2025, le modalità per il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering 2G per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo, confermando i principali criteri previsti dalla precedente delibera 306/2019/R/eel, che aveva definito anche 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 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 quaritorarie, 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 575/2025/R/eel l'Autorità ha confermato le disposizioni delle Direttive 2G anche per il triennio 2026-2028.

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

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

Testo Integrato delle Connessioni (TIC)

La delibera 616/2023/R/eel, in vigore dal 1° gennaio 2024, ha aggiornato il TIC per il sesto periodo di regolazione 2024-2027. In particolare, è stato modificato l'art. 28 del TIC 2020-2023, prevedendo l'abolizione dei contributi a copertura degli oneri amministrativi (di cui alla tabella 2 del TIC 2020-2023) per nuove connessioni, richieste di voltare e subentro ed ogni altra richiesta di modifica contrattuale.

Testo Integrato delle Connessioni attive (TICA)

Con la delibera 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.

Con le successive deliberazioni 592/2018/R/eel e 315/2020/R/eel, il TICA ha integrato le previsioni con riferimento all'RfG (*Requirements for Generators*) e alle modalità semplificate per la connessione degli impianti di produzione dell'energia elettrica con potenza inferiore agli 800 W, inclusi i così detti impianti *plug&play*.

Con le successive delibere 128/2022/R/eel e 674/2022/R/efr l'Autorità ha poi modificato il TICA estendendo l'ambito di applicazione del Modello Unico per la connessione alla rete elettrica degli impianti solari fotovoltaici fino a 200 kW.

Infine, con la delibera 361/2023/R/eel, ARERA ha definito le prime modifiche al TICA al fine di introdurre nuove procedure semplificate con riferimento sia agli impianti nuovi che alle modifiche delle connessioni esistenti.

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione

In merito alla disciplina sui Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione, con la delibera 296/2023/R/eel ARERA ha definito le tempistiche per l'elaborazione e la consultazione pubblica dei piani, introducendo alcuni primi requisiti per la loro preparazione, tra cui la predisposizione biennale con orizzonte quinquennale. Successivamente, nel 2024, con la delibera 521/2024/R/eel, sono state perfezionate le linee guida per la redazione dei Piani di Sviluppo, mentre, nel 2025, la delibera 112/2025/R/eel ha definito le categorie di beneficio, le modalità di calcolo e le valorizzazioni parametriche per le analisi costi-benefici, funzionali al meccanismo incentivante previsto dal Titolo 10 dell'allegato A al TIQD.

In merito agli scenari energetici, con la delibera 392/2024/R/com ARERA ha modificato l'allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel inserendo l'articolo 61.3 con il quale ha introdotto l'obbligo per le imprese distributrici di presentare un documento con criteri applicativi comuni per le ipotesi locali di scenario da utilizzare come linea guida per i Piani di Sviluppo presentati nel 2025. Tale documento è reso disponibile in sede di consultazione pubblica sui Piani di Sviluppo dell'anno 2025 per eventuali commenti da considerare ai fini della successiva edizione dei Piani di Sviluppo.

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 al contenimento delle perdite di rete con la delibera 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. Infine, con la delibera 584/2023/R/eel l'Autorità ha prorogato al 2024 la suddetta regolazione, estendendo i fattori convenzionali di perdita ai fini perequativi stabiliti nel TIV per l'anno 2023 e i fattori convenzionali di perdita applicati per l'anno 2023 all'energia elettrica immessa e prelevata ai sensi del TIS.

La regolazione delle perdite di energia elettrica è in corso di progressivo aggiornamento. Con la delibera n. 325/2024, l'Autorità ha prorogato per il 2025 i fattori percentuali convenzionali delle perdite commerciali già citati.

Con la delibera 535/2024 l'Autorità ha confermato anche per l'anno 2025, i fattori percentuali applicati a fini perequativi per gli anni 2023 e 2024 per le perdite commerciali ed esteso al 2025 i meccanismi correttivi dei commi 29.2 e 29.3 del TIV e il meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" ex articolo 31 del TIV.

Con la delibera n.430/2025, ARERA ha aggiornato le tempistiche di entrata in vigore della nuova regolazione. In particolare, la delibera:

- rinvia al 2027 l'entrata in vigore della nuova disciplina del Settlement, comprensiva della gestione delle perdite di rete e dell'Energia Residua (ER), introdotte con le delibere 325/2024 e 40/2025;
- conferma per l'anno 2026 l'attuale regolazione in tema di perdite di rete e i relativi meccanismi di perequazione previsti dal TIV (compresi i fattori di perdite commerciali di cui alla tab. 10 del TIV);
- rinvia a un ulteriore provvedimento le modalità di estensione al periodo successivo al 2025 del meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" di cui all'art. 31 del TIV.

Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF)

Con la delibera 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 296/2023/R/eel l'Autorità ha specificato la definizione del piano annuale e pluriennale delle infrastrutture definito dal TIUF disponendo la modifica degli articoli 9; 14; e 23 dell'Allegato A alla deliberazione 296/2015/R/COM sostituendo "piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture" con "piano annuale e pluriennale delle infrastrutture".

Testo integrato Unbundling Contabile (TIUC)

La delibera 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 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 231/14/R/com.

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

La delibera 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".

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

Con la delibera 530/2018/R/eel, ARERA ha istituito il primo Registro degli ASDC, aggiornato con le successive delibere 613/2018/R/eel, 680/2018/R/eel, 558/2019/R/eel e la 562/2021/R/eel.

Infine, con la delibera 318/2020/R/eel l'Autorità, in attuazione a quanto disposto dall'articolo 42bis del decreto-legge 30 dicembre 2019, n. 162 (coordinato con la legge di conversione 28 febbraio 2020, n. 8), ha definito 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 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.

Con la delibera 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, con la delibera 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 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.

In merito alla tematica sulle comunità energetiche, a seguito del via libera della commissione europea, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica ha pubblicato, il 23 gennaio 2024, il decreto CER, che stimola la nascita e lo sviluppo delle Comunità energetiche rinnovabili (CER) e dell'autoconsumo diffuso in Italia. L'entrata in vigore di tale decreto, a partire dal giorno successivo alla data di pubblicazione, rende di fatto operativa la delibera n. 727/2022/R/eel. Il testo individuava due strade per promuovere lo sviluppo nel Paese delle CER: un contributo a fondo perduto fino al 40% dei costi ammissibili, finanziato dal PNRR e rivolto alle comunità i cui impianti sono realizzati nei comuni sotto i 5.000 abitanti, soglia estesa a 50.000 abitanti dal DM 663/2025, e una tariffa incentivante sull'energia rinnovabile prodotta e condivisa per tutto il territorio nazionale. I due benefici erano tra loro parzialmente cumulabili. Il termine ultimo per presentare richieste di adesione al contributo a fondo perduto PNRR è scaduto in data 30/11/2025 e la potenza complessiva degli impianti oggetto degli interventi è stata pari a 3.343,8 MW.

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

Con delibera 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 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 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 merito ai c.d. "Maxi Conguagli" la legge di bilancio 2018 ha introdotto la c.d. prescrizione breve ovvero la possibilità da parte del cliente di eccepire i pagamenti dei corrispettivi in fattura laddove gli stessi si riferiscano ad un periodo che eccede i 24 mesi a fronte di letture tardive inviate dal DSO al Venditore.

In conseguenza di ciò, l'Autorità con le delibere 264/18 e 683/18, ha regolato inizialmente la compensazione relativa agli oneri di trasporto che prevedono tuttora un flusso diretto tra venditore e distributore e successivamente con la delibera 604/2021/R/com, ha invece definito la disciplina regolatoria relativa al meccanismo di compensazione che avrebbe consentito da gennaio 2023 ai venditori di recuperare gli importi relativi alla materia prima riferiti a prelievi risalenti a più di ventiquattro mesi ed eccepiti all'impresa di distribuzione senza che quest'ultima abbia fatto valere alcuna causa ostativa alla maturazione della prescrizione.

Sempre a decorrere dal 2023, il suddetto provvedimento ha inteso introdurre anche 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, è stato previsto che ogni DSO versi 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.

Tale meccanismo di ristoro della materia prima entrerà però a pieno regime solo a partire dal gennaio 2025 visto che lo stesso è stato inizialmente osteggiato da due imprese di distribuzione gas che contestavano (sentenze TAR n. 35 e 36 del 2 gennaio 2023 e pronunciamento del Consiglio di Stato con sentenze n. n. 11358 e 11360 del 29 dicembre 2023) la previsione regolatoria che poneva in capo ai DSO l'obbligo di indicare la sussistenza di cause ostative al maturarsi della prescrizione ogniqualvolta lo stesso comunicasse dati di misura riferiti a consumi ultrabiennali.

Codice di Rete

L'Autorità ha emanato con la delibera 268/2015/R/eel il Codice di Rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (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.

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.

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 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. Con la delibera 333/2025/R/eel l'Autorità ha rimodulato la percentuale di riduzione dell'importo delle garanzie relativo agli oneri di sistema, portandola al 2,3% sulla base di quanto emerso dal Monitoraggio Retail ARERA di gennaio 2025, da cui si evince

un apparente calo strutturale del fenomeno della morosità. Lo stesso provvedimento ha inoltre superato l'aggiornamento biennale della riduzione in parola, limitandolo al solo caso in cui emergano, nell'ambito di Monitoraggi Retail successivi, dei valori di *unpaid ratio* molto diversi con quanto definito. La nuova disciplina entra in vigore a partire dal 1° gennaio 2026.

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

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

Inoltre, sono state introdotte alcune misure volte a rafforzare tutto il sistema di garanzie al fine di garantire una copertura più costante 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 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 e 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 712/2018/R/com e 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.

Regolazioni *Output-Based* e della Qualità Commerciale dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'energia elettrica (TIQD e TIQC)

Dal 1° gennaio 2024, il meccanismo incentivante per la resilienza delle reti di distribuzione è stato aggiornato con la delibera ARERA 614/2023/R/eel:

- Solo premialità per gli interventi presentati dal 2024;
- termine ultimo per la rendicontazione entro il 30 giugno 2027 per tutti gli interventi, completati o meno, al 31 dicembre 2026;
- penalità del 25% dei costi attesi solo per interventi non completati entro il 31/12/2026.

Tale novità ha semplificato il meccanismo incentivante precedentemente in essere e ha favorito la transizione verso un nuovo e più ampio meccanismo incentivante orientato agli interventi di sviluppo presentati nei piani delle imprese di distribuzione in ottemperanza a quanto previsto dalla delibera 296/2023/R/eel.

Sempre a decorrere dal 1° gennaio 2024, con la delibera 617/2023/R/eel, è in vigore la nuova regolazione output-based della qualità del servizio – tecnica e commerciale – e della resilienza delle reti a valere per il sesto periodo regolatorio 2024-2027. In particolare, con i relativi allegati TIQD e TIQC, ARERA ha provveduto a razionalizzare i testi integrati separando la regolazione incentivante output-based della continuità del servizio (TIQD) dal testo integrato della qualità

commerciale (TIQC) e introducendo numerose modifiche che ne hanno radicalmente modificato l'impianto regolatorio rispetto alla ormai ventennale regolazione sulla qualità del servizio previgente.

Con l'allegato A (TIQD), l'Autorità ha radicalmente modificato l'approccio per la determinazione dei miglioramenti per gli indicatori di continuità del servizio N1 e D1, passando dalla "storica" definizione di livelli obiettivo di lungo termine a trend di recupero personalizzati e basati sulle performance storiche degli ambiti territoriali. Altre modifiche hanno riguardato: la valorizzazione economica dei parametri per la determinazione dei premi/penali, la disciplina per la determinazione delle partite economiche relative agli ambiti a Esperimento Regolatorio e la conclusione della regolazione sperimentale per le interruzioni con preavviso. All'interno del Titolo 10 è stato introdotto un nuovo meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo che ha già visto una prima delibera di approvazione di 14 interventi di sviluppo della rete di e-distribuzione nel corso del 2024.

Con l'Allegato B (TIQC), ARERA ha confermato sostanzialmente le previsioni regolatorie sulla qualità commerciale già esistenti, con alcune novità riguardanti: la possibilità per il distributore di poter effettuare accordi personalizzati di qualità assicurando condizioni non discriminatorie ed equità ai possibili diversi richiedenti; l'aumento dei corrispettivi per le verifiche della tensione e dei gruppi di misura, con obbligo di trasmissione tempestiva dell'esito al cliente; l'aumento dell'importo degli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale per cause imputabili al distributore.

Si fa presente che, nel 2025, è stato pubblicato il DCO 332/2025 nel quale ARERA ha presentato i propri orientamenti per aggiornare la regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura elettrica per il periodo 2026–2027.

Con la Delibera 421/2025 ARERA ha determinato i premi correlati agli incassi di contributi pubblici, relativi all'anno 2024, ottenuti per la realizzazione di interventi infrastrutturali sulla rete di distribuzione di energia elettrica.

Inoltre, sempre nel corso dell'esercizio 2025, ARERA:

- con la Delibera 418/2025/R/eel ha determinato premi e penalità per gli interventi di incremento della resilienza completati nel 2024, oltre alle partite economiche relative al monitoraggio degli interventi conclusi nel 2019;
- con la Delibera 511/2025/R/eel ha definito premi e penalità per la continuità del servizio di distribuzione nell'anno 2024;
- con la Delibera 512/2025/R/eel ha stabilito le partite economiche connesse agli esperimenti regolatori sulla continuità del servizio per lo stesso anno.

Servizi ausiliari e sistemi di accumulo

Con la delibera 109/2021, e le successive modifiche apportate con le delibere 285/2022 e 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, che non è soggetta a oneri di trasporto e dispacciamento.

Con delibera 616/2023 il TIME è stato modificato inserendo le disposizioni della delibera 109/2021 in materia di energia immessa negativa.

Con la delibera 585/2024 ARERA ha posticipato al 31 dicembre 2025 l'abrogazione delle agevolazioni previste dell'art. 16 del TIT, che è stata ulteriormente rinviata al 31 dicembre 2026 con la delibera 575/2025.

Osservabilità e controllabilità della Generazione Distribuita

L'ARERA con la delibera 540/2021 ha disciplinato l'architettura e le responsabilità relative all'osservabilità in tempo reale degli impianti di produzione connessi alle reti di media tensione con potenza ≥ 1 MW per il tramite di un dispositivo denominato Controllore Centrale di impianto (CCI), assegnando la responsabilità della rilevazione dei dati oggetto di

scambio, la loro gestione e messa a disposizione a Terna ai distributori (DSO), che devono realizzare e rendere operative le necessarie infrastrutture di comunicazione.

Con la delibera 340/2025 l'Autorità ha intimato ai produttori con impianti di $P \geq 1$ MW non ancora adeguati all'obbligo di installazione del CCI, ad adempiere entro il 31 ottobre 2025 pena la sospensione della remunerazione dell'energia prodotta, ponendo altresì in capo ai DSO alcune attività di comunicazione e di verifica.

Con la delibera 385/2025 ARERA ha approvato la versione aggiornata dell'Allegato A.72 del Codice di Rete di Terna ("procedura RIGEDI", finalizzata a garantire la sicurezza del Sistema Elettrico Nazionale), prevedendo l'obbligo di installazione del CCI con funzionalità aggiuntive di controllo per gli impianti di produzione connessi in MT da fonte eolica e/o fotovoltaica con potenza ≥ 100 kW.

La delibera, inoltre, prevede che i distributori debbano realizzare e rendere operative le infrastrutture e i canali di comunicazione funzionali ad assicurare l'invio agli impianti di produzione dei segnali di riduzione e/o distacco della potenza richiesti da Terna, ed erogare un contributo forfetario a beneficio dei produttori classificati come 'esistenti' secondo le previsioni della delibera stessa, finalizzato all'adeguamento dei loro impianti. Le imprese distributrici potranno recuperare le somme erogate, tramite la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali. Le scadenze fissate dalla delibera 385/2025 per i suddetti obblighi, sia a carico dei distributori che a carico dei produttori, nonché le tempistiche di erogazione dei contributi forfetari, sono state aggiornate con la delibera 564/2025.

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, ARERA, con la delibera 352/2021 ha fissato le condizioni per l'avvio di progetti pilota su larga scala attraverso i quali le imprese distributrici possano 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.

In attuazione delle previsioni dell'Autorità, e-distribuzione ha avviato un progetto pilota denominato EDGE, approvato da ARERA per il 2024 con la deliberazione 365/2023 e per il 2025 con la deliberazione 516/2024. I risultati della sperimentazione sono rendicontati dalla Società nelle Relazioni di avanzamento semestrale disponibili sul sito internet dedicato al progetto.

Con la delibera 508/2025 ARERA ha approvato la prosecuzione del progetto EDGE per l'anno 2026. 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) di sezioni dedicate all'approvvigionamento di servizi ancillari locali da parte delle imprese distributrici.

Efficienza energetica - Certificati bianchi

Il meccanismo dei Certificati Bianchi, o Titoli di Efficienza Energetica (di seguito anche TEE), prevede la definizione da parte del competente Ministero degli obiettivi nazionali di risparmio energetico che devono essere conseguiti annualmente dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas.

Il decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica del 21 luglio 2025 ha aggiornato la disciplina dei certificati bianchi, fissando tra l'altro gli obiettivi quantitativi nazionali in capo alle imprese di distribuzione per gli anni 2025-2030.

Con delibera 303/2025/R/efr l'Autorità ha determinato il contributo tariffario da riconoscere ai distributori per l'anno d'obbligo 2024 fissandolo pari a 247,35 €/TEE.

Altri Provvedimenti

Legge di Bilancio 2025 – Piano straordinario di investimento pluriennale

La Legge 30/12/2024, n. 207 (Legge di Bilancio 2025), all'art. 1, commi 50-53, ha previsto che, al fine di migliorare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di distribuzione dell'energia elettrica, i concessionari del servizio pubblico di distribuzione, e quindi e-distribuzione S.p.A., possono presentare un piano straordinario di investimento pluriennale, la cui approvazione comporterà la rimodulazione della concessione vigente (avente scadenza 31.12.2030), in coerenza con la durata degli investimenti previsti dal medesimo piano, e comunque per un periodo non superiore a venti anni.

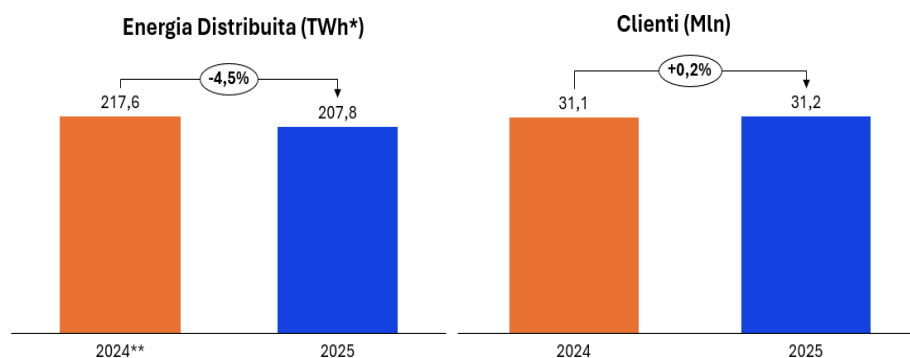
Con apposito decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, su proposta dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA), previa intesa, per gli aspetti di competenza, in sede di Conferenza unificata di cui all'articolo 8 del D.Lgs. 28 agosto 1997, n. 281, e previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, saranno stabiliti i termini e le modalità per la presentazione del suddetto piano e per la sua valutazione e approvazione, nonché i criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica – ivi compresa e-distribuzione S.p.A. – sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione della concessione in essere.

Con la delibera n.392/2025/R/eel Arera ha formulato la proposta al Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica e al Ministro dell'Economia e delle Finanze per il decreto sui piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e sui criteri di determinazione dei relativi oneri. A seguito di tale delibera, è prevista l'emanazione del decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, finalizzato a definire, per i profili di competenza, la rimodulazione della durata delle concessioni.

Andamento operativo

Premessa

Si riportano di seguito il valore dell'energia distribuita in Twh e il numero dei clienti serviti al 31 dicembre 2025, confrontati con l'esercizio precedente:



(*) Il dato comprende sia l'energia distribuita ai clienti del mercato finale che ai distributori ed esclude i consumi per usi propri

(**) dato 2024 aggiornato

Al 31 dicembre 2025 e-distribuzione S.p.A. ha distribuito 205,28 TWh al mercato finale (214,70 TWh dato aggiornato 2024) e 2,53 TWh a circa 900 distributori di energia elettrica (2,95 TWh dato aggiornato 2024). Ha inoltre rilevato circa 0,42 TWh di consumi per usi propri (0,43 TWh dato 2024). La riduzione dell'energia distribuita, rispetto al 2024, è dovuta in parte all'uscita del Ramo di distribuzione di energia elettrica in alcuni comuni della Lombardia, conferito a Duereti S.r.l. con data efficacia 31 dicembre 2024 ed in parte alla riduzione della domanda di energia elettrica a livello nazionale che, nel 2025, è stata pari a 311,3 TWh rispetto ai 311,9 TWh dell'anno precedente (dato aggiornato 2024).

Ha inoltre servito circa 31,20 milioni di clienti (31,11 milioni nel 2024).

Il numero complessivo degli switching, nell'anno 2025, ha registrato una riduzione notevole, da circa 11 milioni a oltre 8 milioni, tornando a valori in linea con il 2023. Tale decremento è principalmente dovuto alla presenza, nell'esercizio 2024, di un singolare incremento delle richieste di switching determinato dalla fine del mercato tutelato dell'energia, che tra le altre cose, ha comportato il passaggio al servizio a tutele graduali di oltre 3 milioni di clienti.

Nel corso del 2025 si è registrata una vendita di potenza pari a circa 6,41 GW di cui:

- 4,79 GW per contributi da connessioni permanenti (di cui 4,05 GW per contributi a forfait e 0,74 GW per contributi a preventivo);
- 1,61 GW per contributi da connessioni temporanee (di cui 1,35 GW per contributi a forfait e 0,26 GW per contributi a preventivo).

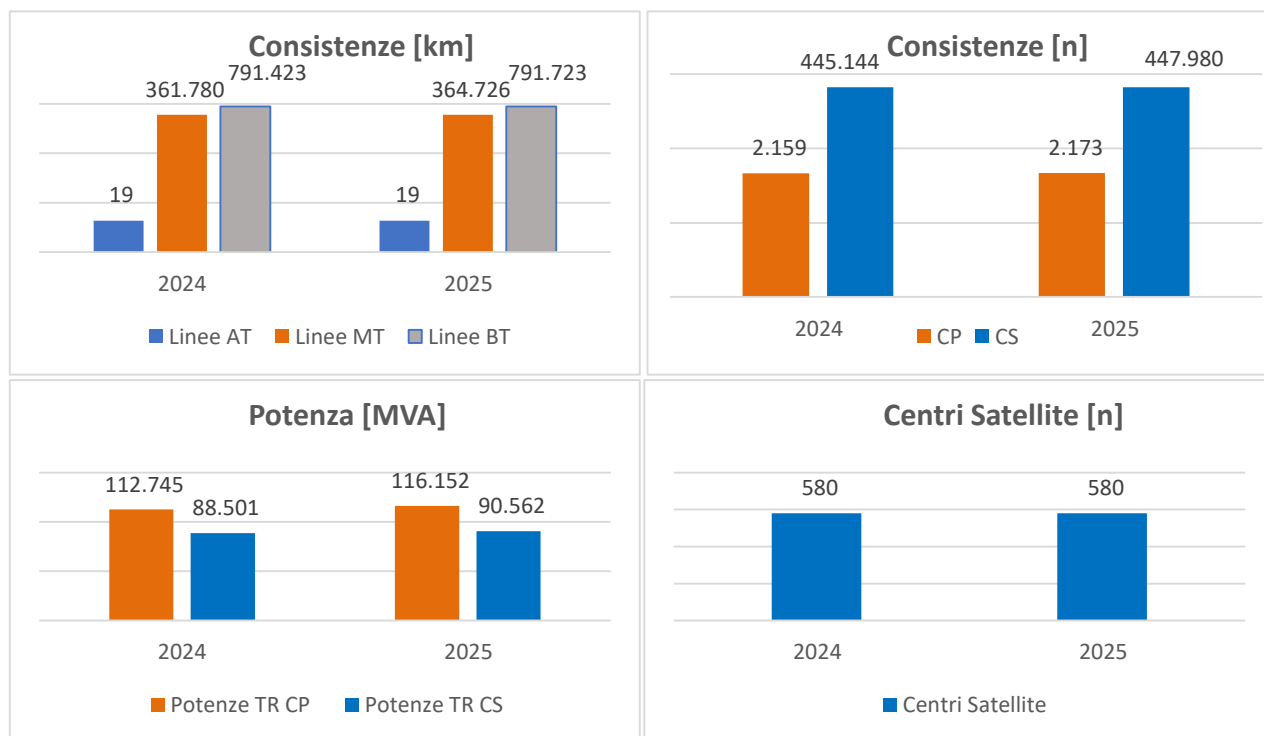
La potenza venduta ai clienti finali nel periodo gennaio – dicembre 2025 per connessioni permanenti risulta in diminuzione rispetto allo scorso anno di 0,91 GW e, allo stesso modo, la potenza venduta per connessioni temporanee risulta in diminuzione di 0,06 GW.

La dinamica delle connessioni dei produttori nel periodo gennaio – dicembre 2025 ha fatto registrare una potenza connessa di 4,59 GW con una riduzione del 9% rispetto allo stesso periodo del 2024 (5,05 GW nel 2024).

Gestione della Rete Elettrica

Interventi sulle reti di distribuzione

La consistenza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2025 è la seguente:



Fonte dati: AIRE.

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, 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 e lo switch dei telecontrolli verso connessioni *always-on* per rendere ancor più rapide le manovre di dicotomia lungo la rete di media tensione. Continuano, inoltre, le installazioni delle "Bobine di Petersen" (la messa a terra del neutro delle sbarre MT di cabina primaria mediante impedenza), che consente di contenere le correnti di guasto monofase a terra e conseguentemente gli effetti di tali guasti.

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. La selettività logica dei guasti sulla rete di Media Tensione è già attiva in diverse realtà territoriali e nel prossimo futuro tecniche innovative di telecontrollo e automazione saranno estese anche alla rete di Bassa Tensione.

Anche nel corso del 2025 è proseguita l'attivazione dei Controllori Centrali di Impianto, secondo quanto previsto dal Codice di Rete di Terna e dalla regolazione ARERA. Tali apparati consentono di monitorare in tempo reale la produzione della generazione distribuita connessa sulla rete di Media Tensione e, in prospettiva, di adottare strategie di controllo 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 2025 ha continuato con l'utilizzo dei droni puntando ad una formazione continua all'utilizzo dello strumento erogata al personale operativo.

Nell'ambito del Progetto "Digital Twin" sono proseguite anche nel 2025 le attività di scansione delle Cabine di trasformazione AT/MT e MT/BT con Laser Scanner Terrestri al fine di ricostruire l'infrastruttura fisica su *layer* digitale consentendo una maggiore efficienza operativa sia in termini di sostituzione della componentistica in impianto che in termini logistici relativamente alle attività di sopralluogo.

In ottemperanza agli articoli 58 e 59 dell'Allegato A del "Testo Integrato Della Regolazione Output-Based Del Servizio Di Distribuzione Dell'energia Elettrica" (delibera ARERA n. 617/2023), il 30 giugno 2025 la Società ha pubblicato il rapporto annuale degli output del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Tale rapporto illustra, con riferimento al 31 dicembre dell'anno precedente, le caratteristiche del servizio di distribuzione dell'energia elettrica (indicando informazioni di consistenza della rete elettrica di e-distribuzione quali ad esempio, linee, cavi aerei, cavi interrati, in media e in bassa tensione, trasformatori AT/MT, trasformatori MT/BT), la consistenza del personale in servizio e presenta indicatori effettivi per gli output del servizio di distribuzione (durata e numero delle interruzioni, descrizione degli episodi di interruzioni rilevanti, indici di rischio per provincia, perdite di energia elettrica sulla rete, elenco dei contributi pubblici aggiudicati).

Qualità del servizio tecnico

La Società ha da tempo avviato un ampio programma per il miglioramento della qualità del servizio attraverso un approccio integrato che considera la rete elettrica come un sistema unico che vede coinvolti non solo i soggetti operanti nel settore della produzione, trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, ma anche i clienti.

Negli anni sono state introdotte importanti innovazioni tecnologiche, quali il controllo remoto delle cabine di distribuzione e l'automazione della selezione dei guasti nella rete di media tensione che hanno notevolmente migliorato la qualità tecnica del servizio fornito ed hanno permesso di ridurre costantemente la "durata cumulata annuale" delle interruzioni lunghe e brevi.

I dati di continuità del servizio per l'anno 2025, come di consueto, saranno comunicati entro il 31 marzo 2026 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, ai sensi del titolo III della delibera ARERA n. 617/23.

Per il 2025, sulla base dei dati provvisori attualmente disponibili, è atteso a livello nazionale un andamento in miglioramento della durata delle interruzioni per cliente rispetto al 2024, grazie al numero contenuto di eventi eccezionali e alla gestione quotidiana della rete elettrica. Si segnalano alcuni eventi rilevanti, fra cui l'ondata di

calore che ha colpito la Campania nel luglio 2025. A questo si aggiungono le nevicate che hanno colpito a più riprese la Sicilia, la Calabria e la Basilicata nel gennaio 2025 e il Piemonte nel dicembre 2025.

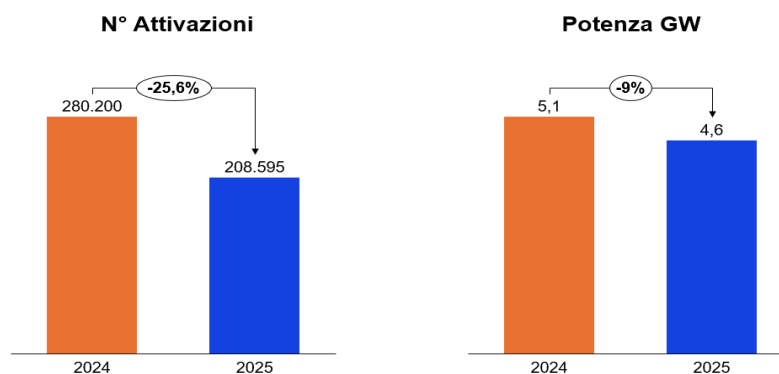
Per il 2025, a livello complessivo, ci si attende l'applicazione di penalità da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ai sensi del titolo III della delibera ARERA n. 617/23) a causa dei target più sfidanti, in termini sia di durata cumulata che di numero interruzioni, previsti dal legislatore.

Generazione Distribuita

La Generazione Distribuita è l'insieme degli impianti di generazione di energia elettrica connessi al sistema di distribuzione. Rispetto al modello centralizzato, che prevede una generazione di energia elettrica concentrata in centrali elettriche allacciate alla rete di trasmissione, il modello di Generazione Distribuita prevede la produzione o autoproduzione di energia da impianti localizzati in punti diversi del territorio e allacciate alla rete elettrica di distribuzione.

Nel confronto con l'esercizio 2024 si registra una riduzione delle richieste attivate (-25,6%), riconducibile principalmente al ridimensionamento di alcuni incentivi statali, i cui effetti si erano già manifestati nell'ultimo semestre del precedente esercizio. Nel 2025 sono stati connessi alla rete della Società circa 209 mila impianti (rispetto ai 280 mila del 2024), per una potenza complessiva pari a circa 4,6 GW (5,05 GW nel 2024).

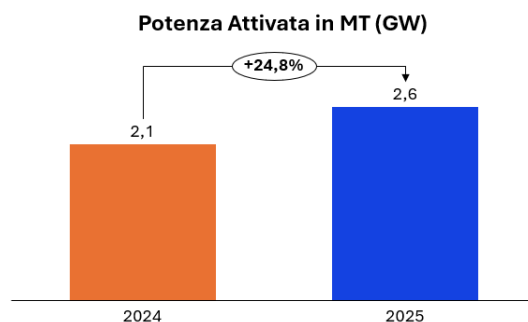
In tale contesto, la generazione distribuita connessa alla rete di e-distribuzione S.p.A. ha comunque proseguito nel 2025 il proprio percorso di crescita e consolidamento. Infatti, pur in presenza di una contrazione dei volumi su base annua, l'andamento complessivo conferma la solidità strutturale del segmento e la progressiva maturazione del mercato, anche in un contesto di minore spinta incentivante, con una crescita significativa della potenza connessa in media tensione (+24% rispetto al 2024):



Oltre il 94% della generazione distribuita è connessa in media e bassa tensione ed è così ripartita tra le principali fonti:

- fotovoltaico: 4.406,98 MW
- eolico: 58,134 MW circa
- gas di discarica e biomasse: 3,5 MW
- biogas: 13,68 MW
- idraulica: 15,14 MW
- altre fonti 91,66 MW

Di seguito il grafico che mostra l'aumento di potenza attivata in media tensione nell'esercizio 2025 rispetto al 2024:



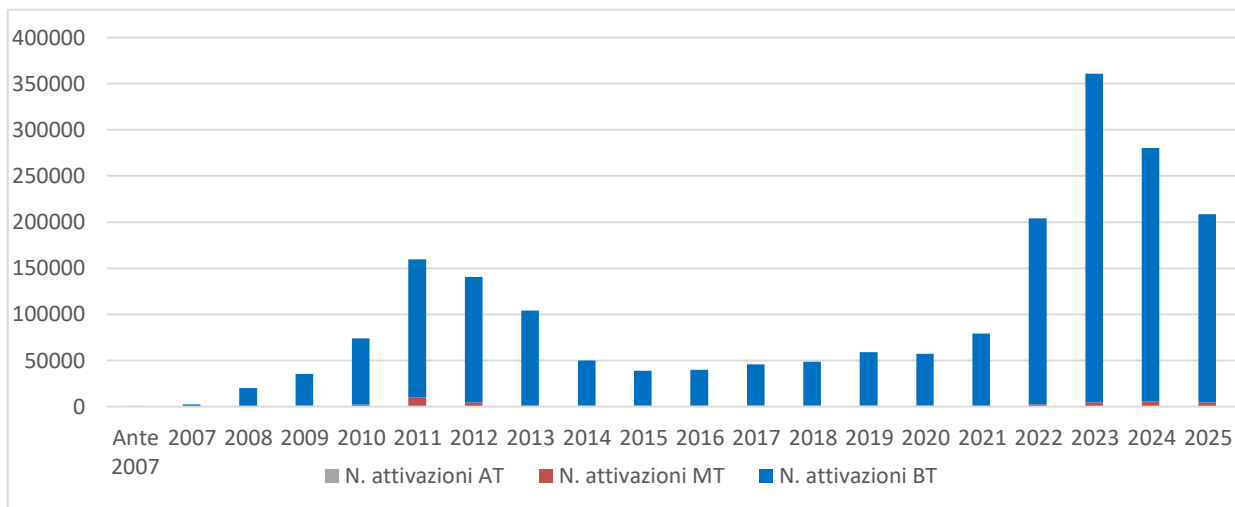
Sono state eseguite al 31 dicembre 2025 complessivamente 1.950.000 attivazioni (che comprendono nuovi impianti e modifiche di connessione già esistenti), per una potenza di connessione complessiva pari a 47,5 GW; risalta in particolare la quantità di generazione distribuita connessa alle sole reti MT e BT, pari a 42,2 GW.

Si riporta di seguito il dettaglio delle attivazioni effettuate al 31 dicembre 2025, con lo storico annesso:

Anno	N. attivazioni				Potenza			
	AT	MT	BT	Totale	AT	MT	BT	Totale
Ante 2007	35	762	0	797	1.225,95	1.147,23	-	2.373,18
2007	13	238	2.287	2.538	423,80	291,97	11,54	727,31
2008	27	698	19.310	20.035	940,03	534,25	134,64	1.608,92
2009	17	1.034	34.414	35.465	650,03	730,48	270,95	1.651,46
2010	23	2.142	71.870	74.035	601,68	1.453,15	663,95	2.718,77
2011	19	10.013	149.798	159.830	705,10	7.245,57	2.004,00	9.954,66
2012	19	4.556	135.924	140.499	324,79	2.829,06	1.469,56	4.623,41
2013	5	1.542	102.859	104.406	252,75	789,02	744,14	1.785,91
2014	2	871	49.040	49.913	22,00	325,67	313,19	660,86
2015	4	884	38.014	38.902	57,00	289,46	269,38	615,85
2016	4	1.106	38.662	39.772	38,32	367,69	298,49	704,49
2017	1	1.270	44.347	45.618	0,08	354,19	368,99	723,26
2018	5	1.100	47.376	48.481	65,32	366,77	288,97	721,06
2019	1	1.289	57.403	58.693	3,00	405,22	352,92	761,14
2020	4	1.405	55.677	57.086	24,15	525,07	367,41	916,63
2021	4	1.736	77.721	79.461	28,26	593,44	555,74	1.177,44
2022	11	2.195	201.900	204.106	139,47	881,17	1.361,01	2.381,64
2023	23	4.398	356.452	360.873	280,49	1.848,89	2.596,12	4.725,50
2024	34	5.526	274.640	280.200	257,89	2.074,03	2.718,08	5.050,00
2025	41	4.521	204.033	208.595	273,03	2.586,70	1.729,37	4.589,10

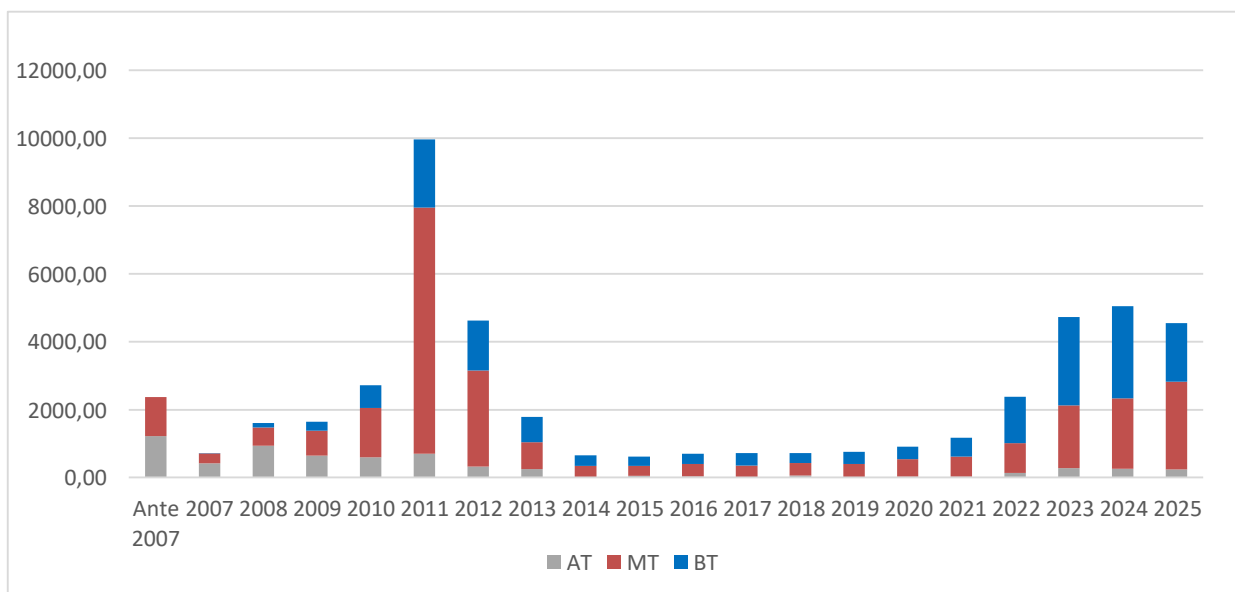
Di seguito il grafico che mostra il numero di attivazioni divise per livello di tensione:

Numero Connessioni



In basso il grafico che mostra la potenza ripartita per livello di tensione:

Potenza in MW



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.

Mobilità Elettrica

Nel corso del 2025 il numero di connessioni di mobilità elettrica realizzate è stato pari a 2.732, registrando una diminuzione del 3,4% rispetto alle 2.830 consuntivate nel 2024. Tale contrazione è riconducibile principalmente alla cessione delle reti di distribuzione di alcuni comuni della Lombardia confluite nel nuovo distributore Duereti. Al fine di garantire una rappresentazione omogenea dei dati, i confronti successivi sono effettuati a parità di perimetro, depurando pertanto i risultati del 2024 dalle connessioni riferibili al nuovo distributore.

Considerando tale perimetro omogeneo, nel 2024 le connessioni risultavano pari a 2.647; ne consegue che il dato del 2025 evidenzia un incremento del 3,2%. Particolarmente rilevante risulta l'aumento della potenza complessivamente connessa, che passa da 199 MW (dato aggiornato) a 307 MW, con una crescita del 54,2%. Tale andamento è attribuibile principalmente al significativo incremento delle connessioni in media tensione, che nel 2025 sono state pari a 230, in aumento del 147% rispetto al 2024, per una potenza complessiva di 166 MW (+193% rispetto all'anno precedente).

Sempre a parità di perimetro, nel corso del 2025 sono state presentate 10.294 richieste di connessione, in diminuzione del 13,5% rispetto al 2024, per una potenza complessiva richiesta pari a 1.077,6 MW, in aumento del 28,6% rispetto all'anno precedente. Le richieste in bassa tensione hanno registrato una riduzione dell'11,6%, mentre per la media tensione si osserva una contrazione del numero di richieste pari al 34%. La percentuale di annullamento a fine 2025 si è attestata al 38%, in linea con il valore registrato nel 2024.

Complessivamente, al 31 dicembre 2025, le Stazioni di Ricarica connesse alla rete e-distribuzione risultano pari a 17.773, per una potenza totale di 1.185 MW, di cui 771 MW sulla rete in bassa tensione e 414 MW sulla rete in media tensione. Quasi il 70% di queste connessioni è stato realizzato nelle Regioni del Nord-Ovest e del Centro-Nord, con una distribuzione prevalente in Lombardia (16,3%), Piemonte (11,8%), Veneto (10,1%), Emilia-Romagna (9,68%) e Toscana (7,2%).

Gestione operativa

Nel 2025 e-distribuzione ha proseguito con costante impegno a lavorare nell'ottica del miglioramento continuo dei processi aziendali. Di seguito si riportano le principali iniziative in essere e/o avviate nel corso dell'esercizio dalle varie unità della Società.

Sviluppo Rete

L'**Unità Sviluppo Rete**, attraverso un approccio integrato, combina attività di ingegneria, analisi di rete, valutazioni tecnico-economiche dei progetti di sviluppo e nuove opportunità di business, pianificazione degli interventi e monitoraggio della corretta esecuzione, **assicurando l'allocazione efficiente degli investimenti e la coerenza tra strategia aziendale e realizzazione operativa.**

Nel 2025 l'unità ha proseguito **l'attuazione del piano di sviluppo infrastrutturale** volto a garantire l'adeguatezza, la resilienza e la qualità del servizio della rete di distribuzione, in coerenza con gli obiettivi del Piano Industriale e con il percorso di decarbonizzazione del sistema energetico nazionale.

In termini di gestione operativa, **sono stati ulteriormente consolidati i processi di monitoraggio e controllo** dell'avanzamento della pianificazione e degli investimenti, adottando un modello di governance fondato su indicatori di performance e sistemi di reporting strutturati. Il **monitoraggio continuo delle attività** consente di verificare la coerenza tra pianificazione tecnica, programmazione economica e realizzazione degli interventi, supportando una gestione proattiva delle eventuali deviazioni rispetto agli obiettivi di budget, tempi e benefici attesi.

Sul fronte degli scenari energetici, sono state approfondite analisi sugli impatti di medio-lungo periodo della transizione energetica sulla rete di distribuzione, attraverso l'elaborazione strutturata di dati relativi ai carichi, alla generazione e alle caratteristiche degli impianti.

In questo contesto, è proseguito il **percorso di trasformazione digitale dei processi** di pianificazione degli investimenti, basato sulla progressiva **platformizzazione delle attività di analisi, progettazione e programmazione economica**.

Per questo, è stato implementato un **ecosistema digitale integrato** che rappresenta il **principale abilitatore del nuovo modello operativo data-driven per lo sviluppo della rete** (e.g. la piattaforma Grid+). Tra gli scopi, quello di individuare in maniera strutturata le criticità infrastrutturali e delle opportunità di intervento, supportando decisioni di investimento più efficaci e tempestive.

L'architettura digitale in essere è organizzata in tre moduli principali:

- **Analisi della rete**, che consente di monitorare lo stato della rete a livello nazionale e individuare le principali criticità e le soluzioni tecniche più efficaci, anche grazie a funzionalità avanzate di calcolo dei flussi elettrici.
- **Intelligenza artificiale**, che supporta analisi predittive sulla probabilità di guasto degli elementi di rete, permettendo di identificare e prioritizzare gli interventi più critici e di valutare i benefici tecnici legati al miglioramento della qualità del servizio.
- **Technical Planning MT**, in grado di supportare la scelta delle soluzioni tecniche grazie alla possibilità di effettuare simulazioni fornendo per ciascuna di esse un quadro capex/ opex complessivo.

Nel corso dei prossimi anni, si prevede l'introduzione di dashboard di monitoraggio avanzate e strumenti di analisi integrata, migliorando la trasparenza informativa e la tempestività decisionale a supporto del management.

In ambito **ingegneria**, nel corso del 2025, sono stati utilizzati e ulteriormente sviluppati diversi sistemi digitali a supporto delle attività di progettazione e gestione dei progetti.

In particolare, **è stata rafforzata la gestione documentale e collaborativa dei progetti**, anche attraverso l'adozione della **metodologia BIM**, che consente uno scambio più efficiente delle informazioni con i progettisti, un accesso rapido alla documentazione tecnica, un miglior presidio delle attività di monitoraggio e supervisione e una maggiore standardizzazione dei contenuti progettuali. Tali strumenti supportano inoltre i processi di *quality assurance*, garantendo la tracciabilità delle informazioni e la gestione strutturata dei flussi approvativi.

Pianificazione investimenti sulla rete

La pianificazione degli investimenti sulla rete si trasforma con la digitalizzazione e platformizzazione dell'intero processo. Grid+ all'interno del progetto Grid Blue Sky è una piattaforma globale che consente l'individuazione delle criticità della rete, a partire dall'analisi della stessa, in modo da individuare esigenze/opportunità secondo la logica data driven.

Il tool è attualmente composto da tre moduli:

- **Analisi Rete**, in grado di monitorare lo stato della rete con un processo analitico ed omogeneo a livello nazionale al fine di individuare soluzioni tecniche, volte a garantire un miglioramento delle prestazioni della rete di distribuzione.

A partire dal 2022 tale modulo è stato integrato con l'aggiunta dei nuovi calcoli elettrici di rete implementati dalla room di Electrical Flows per migliorare le analisi effettuate sul carico della rete elettrica.

- **Artificial Intelligence**, in grado di effettuare analisi predittive sulla guastabilità degli elementi della rete elettrica con l'obiettivo di individuarne e prioritizzare le criticità.

Tale tool è stato ulteriormente integrato nel 2024 con sviluppi volti ad incrementare il grado di accuratezza grazie all'implementazione del calcolo dell'indice di criticità del ramo.

Nel 2025 è stato aggiunto un motore di calcolo dei benefici tecnici per lavoro riguardanti la qualità del servizio. Questo motore dialogherà con il modulo di Technical Planning MT.

- **Technical Planning MT**, in grado di supportare la scelta delle soluzioni tecniche grazie alla possibilità di effettuare simulazioni fornendo per ciascuna di esse un quadro capex/ opex complessivo.

Il primo rilascio di tale applicativo è stato effettuato nel 2022 con la creazione dell'anagrafica dei lavori e la gestione delle richieste di connessione, a partire dall'applicativo di progettazione P3 del PUC. Contestualmente è stata creata una nuova entità denominata Weak Point volta a garantire a sistema il legame tra la soluzione tecnica individuata e le criticità rilevate dal tool di analisi rete.

Al 31 dicembre 2025, è in corso il completamento degli sviluppi per il modulo di Grid+ Technical Planning, il cui rilascio è previsto entro il 2026 e che consentirà:

- la pianificazione MT sulla nuova infrastruttura cartografica PUC;
- la completa integrazione con i sistemi di progettazione e messa in esercizio di NET;
- l'utilizzo dei calcoli di rete e di verifica cliente completamente integrati alla solution, grazie all'interfaccia con Electrical Flows, e ad una base dati di misure reali;
- Valutazione del beneficio di qualità del servizio dei lavori pianificati sulla rete.

Nel 2026 inoltre sarà completato il rilascio della solution Grid Plan, che permetterà la migrazione in platform dello strumento di pianificazione economica Planet, con l'aggiunta di una dashboard grafica, che consentirà la visualizzazione dell'avanzamento della pianificazione annuale durante le varie riprevisioni di budget e l'implementazione di monitoraggi utili ai fini di intraprendere eventuali azioni correttive in corso d'anno.

Nel 2026 aggiungeremo al modulo di analisi rete la funzionalità di individuazione e segnalazione automatica della criticità e la generazione dei WeakPoint. La funzionalità è chiamata GAIN.

Construction, Operation and Maintenance

Nel corso del 2025, in ambito **Construction**, al fine di migliorare le infrastrutture di rete e favorire l'aumento della capacità del sistema di accogliere ulteriore generazione rinnovabile, si è lavorato per aumentare la numerosità degli impianti e quindi la potenza installata.

Costruiti nel 2025 n. 18 nuovi impianti primari e n. 3.564 nuovi impianti secondari; inoltre sono stati eseguiti lavori di grandi rifacimenti su n. 74 cabine primarie esistenti e costruiti 8.684 km di rete MT/BT e potenziamento di 8.359 km di rete MT/BT.

Nel 2025 l'Unità Construction si è impegnata a lavorare nell'ottica dell'efficiamento e dell'ottimizzazione dei processi aziendali, ponendo particolare attenzione al miglioramento del sistema di controllo.

Sono state elaborate e sono in corso di emissione istruzioni di lavoro inerenti ai lavori AT ed MT.

In ambito **Projects Management Office (PMO)**, nel corso del 2025 sono state avviate diverse iniziative per abilitare l'integrazione del processo di pianificazione degli interventi all'analisi di rischio preventiva, oltre che mitigativa, per far fronte all'incremento dei **volumi dei lavori sulla rete** nel rispetto delle **tempistiche** definite e alla **gestione** delle maggiori **complessità in modo efficace ed efficiente**.

I sistemi in uso e/o su cui sono state eseguite delle attività di miglioramento sono i seguenti:

- **AURORA**: applicativo per la **Pianificazione tecnica e2e** dei lavori AT (clusterizzati per tipologia di intervento) e avanzamento delle attività tramite gantt temporali; è in corso l'integrazione dell'applicativo con Atena per il monitoraggio del permitting;
- **Cruscotto Spotfire**: strumento di **monitoraggio trasversale** su avanzamento tecnico-economico dei lavori per tutti i livelli di tensione: lo strumento, attingendo dai diversi sistemi certificati (es. SAP), estrae ed elabora i dati inerenti allo sviluppo dei lavori, dalla pianificazione al completamento tecnico-economico.

In ambito **Permitting**, sono state realizzate le seguenti attività:

- definizione dei contenuti da erogare al personale, nell'ambito del piano di formazione della Società, necessari per poter elevare le competenze dei colleghi interessati all'insourcing della progettazione e l'autorizzazione degli impianti di media e bassa tensione (potenziando quindi le conoscenze nell'ambito della corretta gestione del processo autorizzativo), così da poter erogare i corsi pianificati nell'anno 2026;
- collaborazione allo sviluppo del progetto NEWMAN (NEar-real-time Weather condition MANagement), mediante analisi dei *needs* autorizzativi con particolare attenzione alla corretta contabilizzazione dei costi. Il progetto riguarda l'installazione di stazioni meteorologiche remote automatizzate, anche note come Automatic Weather Station (AWS), da installarsi nelle cabine primarie e secondarie della rete di distribuzione, con la finalità di avere un sistema di monitoraggio e di allarme in grado di prevedere l'approssimarsi di condizioni meteorologiche che possano mettere a rischio l'infrastruttura elettrica e, quindi, la continuità del servizio elettrico;
- nell'ambito del processo di connessione della mobilità elettrica, è stata consolidata la piena proattiva collaborazione con l'associazione di categoria dei CPO (Charging Point Operator) denominata Motus-E per l'introduzione di ulteriori semplificazioni (c.d. iter congiunto comunale) nell'ambito dell'iter congiunto ai sensi del DL 76/2020, art. 54 co. 14bis. Sono stati inoltre effettuati monitoraggi puntuali riguardanti le connessioni di colonnine di ricarica dei CPO.

Parallelamente, sono state svolte ulteriori attività:

- all'interno dei rapporti con operatori della rete gas (es. ITALGAS RETI SPA), consolidamento della cooperazione tra e-distribuzione e SNAM RG al fine di regolamentare le nuove interferenze, verificare quelle esistenti e definire i punti di un accordo operativo al fine di ottenere la rete dei metanodotti in forma vettoriale da inserire nella verifica dei vincoli prevista in PUC-ATENA;
- revisione del processo di acquisizione impianti realizzati dai produttori (connessioni attive) e relativa gestione delle garanzie attive rilasciate a favore di e-distribuzione al fine di definire una nuova istruzione di lavoro operativa che verrà adottata nel corso del 2026;
- nell'ambito dei proattivi rapporti con RFI, finalizzazione di un accordo al fine di snellire i procedimenti autorizzativi quando questi sono in capo ai produttori;
- nelle consuete interlocuzioni con ANAS, avviato il monitoraggio delle pratiche convenzionate attraverso l'accordo tra ANAS e la Società per le connessioni massive delle infrastrutture stradali necessarie ad una sorveglianza capillare di ponti e gallerie;
- monitoraggio delle modalità di apertura delle pratiche autorizzative in ATENA (efficientamento operativo), dei tempi medi per lo svolgimento delle attività interne e della PP.AA. (tempi medi di risposta degli enti) per tutti i livelli di tensione, dell'avanzamento puntuale delle pratiche per la connessione di impianti AT e dei volumi impattati da questo processo, il cui puntuale efficace svolgimento è il presupposto per gli investimenti sugli impianti della distribuzione;
- verifica e monitoraggio costante dell'evoluzione del PAI (Piano per l'Assetto Idrogeologico) e delle interazioni con il reticolo delle infrastrutture elettriche. Il PAI costituisce lo strumento fondamentale della politica di assetto

territoriale avviata per la pianificazione di bacino del reticolo idrografico, così da rappresentare il fondamentale documento funzionale per la tutela dell'ambiente e dell'assetto idrogeologico del territorio.

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

Nel corso dell'esercizio 2025, relativamente al progetto **NetNav Global**, che permette la visualizzazione della rete direttamente dallo smartphone, è stato avviato un primo pilota a Firenze per la verifica delle funzionalità di editing. Nell'ambito dei sistemi relativi al processo di **programmazione dei lavori** sono state gestite le funzionalità che permettono:

- la prenotazione e la conferma delle attività associate a lavori programmati (Agenda Tecnica);
- la gestione delle richieste di appoggio del personale operativo dei Blue Team da parte dei Poli Verifiche

Avviate inoltre la creazione di attività schedulabili per la gestione degli interventi programmati per la riparazione, con finalità di investimento, a seguito di guasti MT (applicativo KAIROS).

Nuovo modello operativo: sono state introdotte una serie di funzionalità per permettere l'adeguamento del sistema Forcebeat al nuovo modello operativo, in particolare per quanto riguarda l'adeguamento del calcolo dei riposi, l'impatto dei semi turni sullo schedulatore e l'integrazione con GESI, sistema per la gestione dei guasti, con l'invio degli orari flessibili e delle ore lavorate.

Reportistica autonoma: sviluppate nuove *dashboard* su Spotfire per monitorare i processi strategici aziendali fra cui il processo di pianificazione ed esecuzione dei lavori ed il nuovo modello industriale di rifocalizzazione delle attività.

È stata completato il **rinnovo tecnologico degli smartphone** attribuiti ai colleghi operativi, sono stati sostituiti oltre 6.000 Samsung Galaxy fra S22-S23-S24 Ultra e A54 e A56 alle Imprese appaltatrici.

Nel corso del 2025, è stata anche consolidata l'architettura delle app legate alla Smart Execution (processo dell'esecuzione dei lavori in campo tramite mobile). In particolare, per le app legate ai processi di **nuova gestione guasti BT**.

Virtualizzazione cantieri: consolidata la soluzione web e mobile che permette di elaborare dei modelli 3D a seguito delle riprese effettuate in cantiere (dal personale dell'Appaltatore o di e-distribuzione), finalizzate all'acquisizione di misurazioni e informazioni relative agli impianti interrati e opere correlate nel corso dell'esecuzione (e.g. lunghezza scavi, lunghezza delle linee interrate, etc.).

L'operatore sul campo ha la possibilità di inserire sull'applicativo mobile alcuni dati necessari per la corretta valutazione delle attività svolte in cantiere. I rilievi e i dati ricavati da essi o digitati dagli operatori sono anche resi disponibili alle Imprese, tramite web app Impresa, per la verifica di avanzamento del cantiere e come supporto per la predisposizione dei Libretti Misura.

In ambito **Fibra** nel corso del 2025 si è operato per automatizzare alcuni step manuali come il processo di offerta, l'annullamento affidamenti per posa della fibra ottica scaduti, generazione documenti previsti nel processo di certificazione e per la definizione dei rischi specifici per l'affidamento della rete per la posa della fibra per Delivery (Richieste Accesso Delivery). Ulteriori implementazioni hanno riguardato l'applicativo **PUC-Fibra** (cartografia della rete) con l'implementazione di un nuovo layer che evidenzia in PUC le tratte posate inserite negli AS-Built forniti dagli operatori TLC.

In ambito **cartografico** nel corso del 2025 sono stati portati avanti alcuni aspetti riguardanti le seguenti tematiche:

- Comunità energetiche: aggiornamento delle mappe in base alle nuove Cabine Primarie entrate in esercizio dalla definizione delle prime Aree Convenzionali.

- Cruscotto Differenze Clienti AT/MT: realizzato Cruscotto con evidenza delle discordanze tra le informazioni Tecniche e Commerciali;
- Dashboard clienti mancanti: strumento in Spotfire per monitorare l'inserimento dei clienti in PUC (Pannello Unico Cartografico) e per segnalare alle Unità Territoriali i POD in anomalia da correggere.

Sono state, inoltre, implementate diverse funzionalità sull'applicativo **NET** (progettazione rete e preventivazione lavori) tra cui:

- Attribuzione posizione contratto: migliorata la funzione di attribuzione del contratto con maggiore flessibilità di gestione;
- Messaggio di alert per la riconferma preventivo;
- Miglioria tempi di accesso alle funzioni NET;
- Preventivazione Asincrona dei preventivi da NET a SAP: la creazione/modifica del preventivo da NET a SAP non obbliga più l'utente a mantenere aperta la pagina del browser e rimanere in attesa;
- Cruscotto evasione preventivi passivi: migliorata l'indicazione della percentuale di contribuzione in fase di invio preventivo
- Gestione preventivazione assistita: Apportate molte modifiche alla preventivazione assistita mediante formule;

Relativamente ai **sistemi di gestione dei Guasti** (GESI) è stata modificata la modalità di rendicontazione dei ticket chiusi senza interruzione, con l'obiettivo di indicare sempre in modo dettagliato le attività svolte anche in assenza di interruzione alla clientela e classificare correttamente gli accessi a vuoto.

È stata, inoltre, implementata la funzionalità di Revoca del ticket che consente di evitare l'uscita in campo del personale qualora, a seguito di verifiche preventive (es. chiamata al cliente dalla quale si evince l'assenza di disalimentazione), venga accertata l'inesistenza del guasto.

Per il sistema **AIRE** (Analisi Integrata Rete Elettrica), invece, è stata rilasciata in produzione la modifica all'algoritmo di calcolo di fatturazione dei RIPE (Rimborsi per interruzioni prolungate), con particolare riferimento alla determinazione delle quote di rimborso oltre le 72 ore. La modifica si è resa necessaria per adeguare il calcolo a quanto previsto dalla delibera 617/23 e per garantire una corretta ripartizione delle quote di rimborso tra e-distribuzione, Fondo, Terna e altri distributori.

Telegestore

Il Telegestore, il sistema integrato di misura e gestione a distanza dei contatori elettronici di e-distribuzione S.p.A., con circa 36,8 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 2025 sono state eseguite con successo da remoto circa 255 milioni di teleletture, circa 1,8 milioni di operazioni di variazione contrattuale (es. nuovi contratti, cambi potenza) e circa 2,3 milioni di operazioni legate alla gestione dei clienti morosi.

Nel 2025 è proseguito il completamento della sostituzione massiva dei contatori di prima generazione, installati presso le case e le aziende italiane non accessibili durante la prima fase, con quelli di seconda generazione (2G) "Open Meter".

Nel 2025 e-distribuzione ha installato 1,55 milioni di contatori 2G, arrivando ad un totale di circa 35,8 milioni di contatori di prima generazione sostituiti con quelli di seconda generazione dall'avvio della campagna nel 2017 (escluso le forniture ora cessate e le sostituzioni di misuratori 2G).

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 2025, 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 32 miliardi di misure.

Supply Chain

In ambito **Supply Chain**, nel corso dell'esercizio 2025, sono state condotte diverse iniziative per il miglioramento dei processi e dei relativi sistemi, ponendo particolare attenzione al miglioramento del sistema di controllo.

A tale scopo, sono state emesse/revisionate le seguenti procedure organizzative/istruzioni di lavoro/linee guida:

- PO 2558 "Micro-contrattualistica in e-distribuzione";
- PO 2865 "Pianificazione dei fabbisogni e Gestione delle Richieste di Acquisto";
- PO 2557 "Pianificazione dell'approvvigionamento dei materiali";
- GUI-CON-APP-25-0008-EDIS "Gestione contratti EPC";
- GUI-SUP-APP-25-0001-EDIS "Gestione delle penali presenti nei contratti di appalto per lavori, servizi e forniture";
- WKI-CON-MAL-25-0007-EDIS "Gestione della spedizione a Piattaforma dei misuratori BT rimossi";
- WKI-SUP-APP-25-0001-EDIS "Emissione e gestione delle Lettere Consegna Lavori e delle Lettere Consegna Servizi in ambito e-distribuzione";
- WKI-SUP-MLO-25-0003-EDIS "Vendita di materiali fungibili in e-distribuzione";
- WKI-GPC-GEC-23-0004-EDIS "Pianificazione dell'approvvigionamento dei materiali AT".

Inoltre, per quanto concerne le Specifiche Contrattuali, sono state definite:

- Il Capitolato Tecnico per la realizzazione dei lavori di e-distribuzione S.p.A. in bassa tensione (BT) e in media tensione (MT);
- la Specifica di fornitura di connessioni MT Cavi sottomarini e relativi accessori;
- la Specifica Tecnica contrattuale RFI per fornitura cavo attrezzo AT – EMR CP Riccione Mare;
- N. 4 Specifiche Tecniche per la fornitura dei sistemi di Alimentazione, Protezione e Controllo di CP con sezione AT in GIS;
- l'Addendum Ordinamento dei Documenti Tecnici per Gare MT;
- N. 30 Specifiche Tecniche contrattuali per EPC Contractor di Cabina Primaria e Linee AT di connessione.

Per quanto concerne invece i sistemi:

SAP ECC: sono stati eseguiti i collaudi relativi agli sviluppi "Calcolo Premi di Accelerazione" e "Calcolo Revisione Prezzi", sono state apportate delle migliorie ad alcune transazioni per ridurre le tempistiche di elaborazione e correggere alcuni difetti riscontrati dagli utenti.

Progetto Copernico (ambito GP ed impatti su SAP ECC): il progetto ha avuto come obiettivo l'implementazione di nuovi controlli al fine di impedire la creazione ed il rilascio di OdA di Micro Contrattualista (Acquisiti delegati) qualora il relativo Gruppo Merci non sia delegabile.

Progetto Revisione Network Logistico

Il progetto prevedeva la creazione di quattro nuove piattaforme logistiche e la dismissione di una esistente. Inoltre, sono stati adeguati i sistemi informatici (SAP e LMS) al fine di interfacciarsi correttamente con i software dei partner logistici.

Progetto Revisione Modello Logistico

Il progetto ha come obiettivi:

- il miglioramento del controllo delle giacenze sui magazzini di secondo livello (PDI e Decs);
- di rendere il processo più efficiente nelle fasi di approvvigionamento;
- la completa integrazione con i sistemi informativi degli appaltatori per la gestione delle attività affidate;
- la consuntivazione tempestiva dei materiali posati.

Il progetto, avviato a fine 2024, si completerà nel 2026 e comporterà delle evoluzioni ad una serie di applicativi quali: SAP, Open Portal, Material Smart Tracking (in particolare Trace e LMS) e MLM.

In particolare, nel 2025 sono state implementate/migliorate alcune funzionalità che determinano una semplificazione delle seguenti fasi di processo quali:

- entrate merci sui magazzini di secondo livello (imprese e Unità Territoriali) introducendo l'accettazione parziale;
- trasferimenti tra magazzini di secondo livello introducendo il DDT digitale;
- inventario dei materiali su magazzini di secondo livello introducendo la gestione *full barcode* dei materiali;
- gestione dei "Progetti Speciali" andando a caratterizzare i CUP relativi a quest'ultima tipologia di progetti;
- gestione dei guasti (HPR) dando la possibilità alle imprese di dichiarare posato il materiale impiegato nei cantieri il giorno stesso.

Progetto Virtualizzazione Cantieri

La Virtualizzazione Cantieri è una soluzione web e mobile, sviluppata da e-distribuzione S.p.a., che permette di elaborare dei modelli 3D a seguito delle riprese effettuate in cantiere (dal personale dell'Appaltatore o di e-distribuzione), finalizzate all'acquisizione di misurazioni e informazioni relative agli impianti interrati e opere correlate nel corso dell'esecuzione (e.g. lunghezza scavi, lunghezza delle linee interrate, profondità minime e medie scavi, numero di colonnini, TOC, pozzetti, buche giunti, terminali, etc.).

L'applicativo mobile è reso disponibile al personale di e-distribuzione e a quello delle imprese appaltatrici, mediante i dispositivi mobili forniti in comodato d'uso, nonché a terzi incaricati da e-distribuzione per l'esecuzione di controlli e verifiche. Inoltre, l'applicativo è accessibile dal personale di e-distribuzione mediante web app VRC3D e/o PUC/GR3DM, per la consultazione del modello digitale (sia a supporto dei controlli sopra citati che per successive progettazioni della rete interrata). L'operatore sul campo ha la possibilità di inserire sull'applicativo mobile alcuni dati necessari per la corretta valutazione delle attività svolte in cantiere.

Nel corso del 2025 sono stati redatti requisiti ed eseguiti i collaudi relativi alla fase 2 con il seguente dettaglio di attività:

- invio automatico dei progetti PUC verso l'app di virtualizzazione;
- integrazione dei modelli 3D all'interno di PUC;
- semplificazione classificazione delle opere da virtualizzare.

Open Portal

Nell'ambito del progetto "Open Portal" si è continuato a sviluppare nuove funzionalità relative a:

- gestione "full life" delle LCL
- gestione dei Guasti
- gestione Subappalti
- reportistica.

È stato inoltre avviato il roll out del sistema con la migrazione di cinquantacinque contratti da SCM a Open Portal.

Smart Control – QCAN

In merito all'applicativo Smart Control, sono state migliorate le funzionalità sviluppate per il modulo QCAN, anche a seguito degli input emersi durante il roll out dell'anno 2025.

Tali migliorie sono relative a:

- gestione dei cruscotti dei controlli in corso d'opera di qualità e quantità: sono stati eseguiti dei test E2E al fine di verificare il corretto funzionamento delle funzionalità implementate;
- cruscotti Indicatori CO e CL: sono stati predisposti dei requisiti attualmente in corso di sviluppo.

Power BI – Reporting: è stata integrata la dashboard sviluppata in Power BI con il monitoraggio Guasti (HPR) al fine di determinare correttamente il numero dei cantieri e delle relative risorse.

Gestione Commerciale

Qualità del servizio commerciale

La qualità del servizio commerciale è monitorata dall'ARERA che definisce tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore, tramite:

- la delibera n. 617/23/R/eel (TIQC) che disciplina i tempi di esecuzione delle attività richieste dai clienti al distributore direttamente oppure tramite il trader;
- la delibera ARG/elc 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. 258/2015/R/com (TIMOE) e s.m.i (376/17/R/com e la delibera n. 638/2022/R/eel) che regolano, rispettivamente, le modalità e i tempi di esecuzione delle richieste di sospensione della fornitura a seguito morosità, e le comunicazioni verso i traders;
- la delibera n. 100/16/R/com (TIF) che disciplina i tempi di comunicazione della messa a disposizione delle misure di cessazione verso i traders per disattivazioni, switching, cessazioni e volture.

Nel corso del 2025 sono state eseguite circa 3,9 milioni di prestazioni soggette a tempi standard secondo la delibera n. 617/23 con una compliance regolatoria del 99,05%.

Le prestazioni relative ai produttori soggette alla delibera n. 99/08 e s.m.i. sono state, invece, circa 1,5 milioni con una compliance regolatoria del 98,64%.

Per le prestazioni eseguite oltre il tempo massimo previsto dall'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 2025 gli indennizzi erogati in ambito qualità commerciale ammontano a circa euro 14,5 milioni così distribuiti:

- euro 4,6 milioni ai sensi del TIQC;
- euro 8,6 milioni ai sensi del TICA;
- euro 0,7 milioni ai sensi della delibera n. 376/17;
- euro 0,54 milioni ai sensi del TIF.

Come di consueto, anche per il 2025 verranno comunicati all'Autorità:

- i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 617/23 eseguite nel corso del 2025, con indicazione del tempo medio di esecuzione, del tempo medio ottenimento atti autorizzativi, del numero e dell'importo degli indennizzi erogati (scadenza 31 marzo 2026);
- i dati relativi alle prestazioni commerciali disciplinate dalla delibera n. 99/08 pervenute e lavorate nel corso del 2024/25 con indicazione di numero, potenza, tempo medio di esecuzione ed entità economica degli indennizzi erogati (scadenza 28 febbraio 2026);
- i dati relativi alle prestazioni commerciali pervenute e lavorate dal 2002 al 2025 con indicazione di numero e potenza (scadenza 15 settembre 2026), così come previsto dalla normativa ARERA in materia di connessioni attive;
- 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, a cadenza semestrale ai sensi della delibera n. 100/16 (scadenza 16 febbraio 2026).

Sito WEB e canale mobile

Il 2025 ha visto i canali digitali di e-distribuzione confermarsi tra le più rilevanti piattaforme di relazione con i clienti, con un aumento dell'utilizzo di tutti i servizi digitali, sia legati all'ambito tecnico commerciale che alla segnalazione guasti.

Nel corso del 2025 sono state introdotte alcune modifiche al sito web con l'obiettivo di incentivare l'utilizzo degli strumenti di self-service, permettendo ai clienti di risolvere in autonomia le proprie esigenze. In quest'ottica, sono state riviste diverse sezioni del sito, tra cui quella dedicata al supporto, per dare maggiore visibilità ai canali self come il *chatbot*, l'help online e i canali di assistenza sui social media. I contenuti sono stati anche ottimizzati ed allineati alle ricerche effettuate dai clienti sui motori di ricerca.

Le azioni introdotte hanno portato ad un incremento nell'utilizzo dei servizi tecnico commerciali disponibili in area riservata, con un +5% rispetto all'anno precedente e una riduzione dei reclami inoltrati tramite web del -21%.

Protagonista del 2025 anche l'App E-Distribuzione, che oltre 300.000 dispositivi installati e un'alta percentuale di servizi avviati e di segnalazioni guasti, si conferma uno strumento utile per il cliente sia nella gestione della fornitura ma soprattutto durante eventi emergenziali.

Infine, per quanto riguarda le notifiche proattive sulle interruzioni programmate inviate ai clienti della Società, al 31 dicembre 2025 sono state inviate 4,5 milioni di notifiche tramite l'app IO e più di 900 mila notifiche tramite il servizio e-Notify.

Il Contact Center (803-500)

La gestione dei servizi di Contact Management, nel corso del 2025, ha visto dei volumi complessivi di traffico in ingresso pari a 10,5 milioni tra il Servizio di Segnalazione Guasti e il servizio di Contact Center Commerciale in contrazione.

Per quanto concerne le lavorazioni da operatore dei due partner si registrano: 1,74 milioni di richieste lavorate su SSG e 1,65 milioni di richieste telefoniche e asincrone (web, social, chatbot, mail, etc.), con un incremento delle richieste asincrone lavorate su Contact Center Commerciale.

Nel corso del 2025, inoltre, si è provveduto a consolidare l'implementazione dei servizi di Voicebot (1,5 M risposte BOT e 1,25 M servizi self-service utilizzati), al fine di gestire in modalità self-care un bacino più ampio di richieste clienti, garantendo l'adozione di uno strumento di flessibilità per la migliore presa in carico dei volumi in ingresso.

Altre iniziative

Bilancio Energia

Con il bilancio di energia del 2025, riferito alle immissioni e ai prelievi di energia dalla nostra rete nell'anno 2024, il livello delle perdite di rete risulta sostanzialmente in linea rispetto allo scorso anno, ed ha portato ad un saldo economico pari a 17,1 Mln di euro con i ricavi di energia reattiva di spettanza del DSO.

Le perdite complessive di energia sono risultate pari al 4,6%, superiori alle perdite standard riconosciute dalla regolazione, sempre per effetto della riduzione prevista dall'ARERA per gli anni 2023 e successivi.

Tale livello è stato mantenuto 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 ed effettuando azioni di recupero dell'energia non misurata per anomalie dei complessi di misura o frodi, grazie anche al contributo di sistemi che sfruttano l'analisi dei dati e l'intelligenza artificiale.

L'innovazione sulla rete

Le attività di innovazione per le reti elettriche si sono sviluppate durante il 2025 in accordo con le priorità strategiche del Gruppo, attraverso progetti e iniziative nell'ambito della resilienza della rete, della diagnostica predittiva, della sicurezza e automazione e della centralità del cliente.

Nell'ambito della resilienza della rete, tra le principali iniziative si trovano lo sviluppo e l'installazione di una nuova cabina secondaria in provincia di Brescia e l'installazione del primo trasformatore ibrido in Puglia. La cabina secondaria è stata progettata per velocizzare e semplificare le attività di messa in opera, facilitare l'integrazione di componentistica avanzata per l'automazione e ridurre l'impatto sul territorio grazie ad un design innovativo integrato nel paesaggio, mentre il trasformatore ibrido abbina la tecnologia tradizionale con una componentistica avanzata, capace di rendere la rete elettrica più flessibile e adatta a gestire la generazione distribuita. A queste iniziative si affiancano le sperimentazioni sui nuovi giunti resilienti di media tensione ad alta affidabilità, progettati per garantire continuità di esercizio e ridurre i guasti anche in condizioni climatiche estreme, nonché il design di una cabina primaria completamente digitale volta ad assicurare una migliore affidabilità dell'infrastruttura e ottimizzare la messa in opera.

Nell'ambito della diagnostica predittiva nel corso dell'anno si è avviata l'installazione di sistemi in grado di predire e localizzare i guasti sulle reti di bassa tensione. È stata inoltre avviata la campagna di validazione di un sistema innovativo per il monitoraggio in tempo reale di grandezze elettriche e del funzionamento della rete MT per individuare anomalie, localizzare guasti e valutare eventuali le perdite di energia.

Nell'ambito della sicurezza, è stato completato il progetto di un nuovo vestiario ergonomico innovativo, realizzato attraverso un tessuto dalle capacità performanti, che migliora il comfort e lo scambio termico, assicurando benessere e maggiore efficienza operativa, e che sarà adottato da tutto il personale operativo entro il 2026. È stata, inoltre, testata in campo su rete MT in tensione una soluzione robotica che, trasferendo il lavoro in quota dagli operatori a sistemi controllati da terra

per le attività, contribuisce al miglioramento delle condizioni di lavoro in contesti ad elevato rischio aumentando l'efficienza delle manutenzioni e garantendo la continuità del servizio. Ulteriori ricerche in ambito sicurezza hanno interessato l'individuazione di guanti in grado di migliorare ergonomia e comfort d'uso con l'obiettivo di una loro adozione a partire dal 2026, e altri dispositivi di protezione individuale (dpi) capaci di garantire sicurezza ed efficienza.

Infine, in un'ottica di rafforzamento della centralità del cliente, sono state sviluppate soluzioni innovative volte a migliorare l'affidabilità del servizio, la trasparenza dei processi e l'efficienza complessiva del sistema. In particolare, è stata sviluppata una soluzione data-driven che consente di utilizzare i meter sulla rete come sensori attivi in grado di individuare eventuali anomalie, contribuendo così a una gestione della rete più vicina alle esigenze dei clienti.

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 2025, riferiti sia ad attività di ricerca e sviluppo che ad attività di investimento.

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 presso L'Aquila, da 16,24 milioni di euro, è stato interamente finanziato dal Comune stesso tramite fondi assegnati dal Comitato interministeriale per la programmazione economica (Delibera CIPE n.135/2013) 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.

Al 31 dicembre 2025 il Comune ha riconosciuto ed erogato i costi sostenuti da e-distribuzione nel corso del progetto e si attende la comunicazione, da parte del consiglio comunale, di chiusura del progetto.

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, da 170 milioni di euro con un finanziamento a fondo perduto fino a 85 milioni di euro, ha avuto 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 sono stati 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 i previsti cinque anni di monitoraggio.

Al 31 dicembre 2025, a progetto tecnicamente concluso, si attende l'erogazione del saldo finale.

Progetto ComESto

Con il decreto di concessione del 30 agosto 2018 è iniziato 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.

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, tecnicamente concluso, ha registrato l'incasso dell'erogazione dell'ultima rata nel corso del 2025.

Progetto ISMI

I.S.M.I., doppio acronimo di ISole Inori 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. 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. Il progetto, avviato a dicembre 2019 e concluso a dicembre 2023, ha visto il coinvolgimento di cinque partner, tra cui alcune società del gruppo Enel Spa e due piccole medie imprese (PMI), con e-distribuzione a Capofila. L'obiettivo principale 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 sono svolte per una prima parte, legata ad una fase di sviluppo e simulazione, presso il Laboratorio Smart Grid di Bari e per una seconda parte presso il Laboratorio di Passomartino a Catania durante la quale si è passati da un ambiente simulato ad uno reale.

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 per il dispositivo di stoccaggio dell'energia necessario all'interno della microgrid (BESS).

Nel corso del 2022 sono state portate avanti le attività di ricerca e sviluppo all'interno dell'ambiente di simulazione dello Smart Grid Lab di Bari, definendo casi di test ed effettuando le prime applicazioni in simulazione ad uno o più casi reali. Successivamente si è conclusa anche la fase di studio e verifica dell'efficacia del sistema delle protezioni della microgrid.

Nel corso del 2023 infine si è conclusa l'attività di sviluppo della piattaforma software ADMS atto a garantire la qualità della tensione, incrementare la hosting capacity, osservare la rete BT, evitare sovraccarichi e minimizzare le perdite. L'analisi condotta ha preso come microgrid di riferimento il sistema elettrico dell'isola di Ventotene. Si sono concluse le attività di sviluppo dell'emulatore del BESS installato presso lo Smart Grid Lab di Bari e si sono svolte le attività congiunte con gli altri Partners presso il Laboratorio di Passomartino (CA).

Il progetto è tecnicamente concluso a dicembre 2023.

Nel corso del 2024, si sono svolte le verifiche da parte dell'ente gestore (Medio Credito Centrale – MCC) in merito ai costi sottomessi, con erogazione del saldo registrata nel corso del 2025.

Progetti PON 1.0 - Bando 2017

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 si è 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.

Al 31 dicembre 2023, sono state sostenute tutte le spese per l'ultimazione dei progetti ad eccezione di 2 progetti in Campania (CP Molinara e CP Suio).

Durante il 2024, e-distribuzione ha completato il progetto relativo alla CP Suio e ha richiesto al MASE la possibilità di scaglionare i costi per il progetto PON 1.0 ancora non concluso (CP Molinara), in due programmazioni (PON I&C 2014-2020 e PN RIC 2021-2027). La suddivisione in due fasi (fase 1 e fase 2) è compatibile con l'Obiettivo Specifico del PN RIC 2021-2027, che mira a potenziare le reti energetiche per favorire l'integrazione delle energie rinnovabili, in linea con il PNIEC 2030. Inoltre, gli interventi previsti sono coerenti con l'Azione 2.3.1 di modernizzazione e digitalizzazione della rete di distribuzione. Tale richiesta è stata approvata con il relativo decreto di concessione, emanato nel corso del 2025.

Per quanto sopra, al 31 dicembre 2025, risulta in corso il progetto relativo alla CP Molinara.

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.

Al 31 dicembre 2025 risultano completati tutti i progetti, e si attende l'erogazione del saldo finale per 2 degli 11 progetti.

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 avrebbero dovuto essere ultimati entro il 31 dicembre 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. Si sono registrati alcuni ritardi per l'ottenimento delle autorizzazioni ed in particolare, per il progetto Foggia Nord, le interferenze occorse nel 2023 con gli interventi da parte di Anas hanno generato uno slittamento sulla conclusione degli interventi.

Per quanto sopra, al 31 dicembre 2025, i lavori relativi al progetto Foggia Nord risultano in corso, mentre risultano completati già nel 2024 i progetti di Crispiano e Presicce.

Progetti PON 2.0 - Bando 2019

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.

A valle della riprogrammazione REACT-EU del PON, ciascun progetto è finanziato nell'ambito della risposta dell'Unione Europea alla pandemia di COVID-19.

Il perimetro e le tipologie di ciascun progetto sono analoghi a quelle esposte 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. Nel corso del 2023 si sono 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.

I 28 progetti erano inizialmente previsti con scadenza al 31.12.2023. Due di questi (CP Rossano e CP Sciacca) hanno ottenuto una proroga al 31.12.2024 e sono stati conclusi nel corso del 2024. Per la CP Palazzolo Acreide, è stata invece formalizzata la rinuncia al finanziamento.

Per i restanti progetti, che al 31 dicembre 2025 risultano in corso, durante il 2024 e-distribuzione ha richiesto al MASE la possibilità di scaglionare i costi in due programmazioni (PON I&C 2014-2020 e PN RIC 2021-2027). Tale richiesta è stata approvata con i relativi decreti di concessione, emanati nel corso del 2025.

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.

Nel corso del 2023 sono proseguiti i sopralluoghi e le progettazioni, effettuati i vari 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 2024 sono proseguite le attività propedeutiche all'inizio dei lavori, chiudendo le fasi di progettazione e autorizzazione per la maggior parte degli interventi, che sono entrati nel vivo dei lavori di realizzazione. Al 31 dicembre

2024 è stata, inoltre, raggiunta con successo la Milestone prevista per le progettualità di Smart Grid Hosting Capacity con un incremento di 1.430 MW di potenza, di fronte ai 923 MW previsti.

Al 31 dicembre 2025 i lavori risultano in corso; nell'esercizio 2025 sono stati raggiunti complessivamente, sul totale perimetro Italia, 2.882 MW di Hosting Capacity.

PNRR Isole Verdi – isola di Ventotene

Nell'ambito del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), Missione 2, Componente 1, Investimento 3.1, il Comune di Ventotene ha ottenuto un finanziamento complessivo di 12.270.000,00 euro. Tra gli interventi previsti, quelli curati da e-distribuzione rientrano nella Sezione V B, con un budget finanziato pari a 2.393.869,78 euro.

Nel 2024, la collaborazione tra il Comune ed e-distribuzione è stata formalizzata attraverso la Convenzione firmata nel mese di novembre.

Gli interventi programmati mirano a:

- potenziare l'integrazione del sistema elettrico con la domanda energetica dell'isola di Ventotene;
- ottimizzare le prestazioni della rete e degli impianti, adottando soluzioni di smart grid per aumentare la quota di energia da fonti rinnovabili, nel rispetto dei più elevati standard di sicurezza;
- implementare una gestione innovativa e flessibile dei carichi e della produzione energetica.

Questi interventi costituiscono la prima implementazione operativa delle soluzioni sviluppate nell'ambito dell'architettura di controllo e delle tecnologie del progetto I.S.M.I.

Al 31 dicembre 2025 i lavori risultano in corso.

RepowerEU

La Missione 7 "REPowerEU" Investimento 1, scale-up dell'investimento M2C2 "Rafforzamento Smart Grid", ha previsto il finanziamento, scorrendo nella graduatoria delle progettualità PNRR ammesse parzialmente o non ammesse per esaurimento di risorse, di ulteriori 82 milioni di euro (a fronte dei 480 milioni di euro messi a disposizione), per le progettualità parzialmente finanziate dal "Rafforzamento Smart Grid" Lazio e Calabria e il finanziamento completo per le progettualità "Incremento Resilienza" Marche e Lazio.

Inoltre, a supporto del raggiungimento dei target, previsti dalla misura suddetta, di elettrificazione dei consumi energetici, e-distribuzione ha presentato due progettualità a copertura di tutto il territorio nazionale:

- progetto REPowerEU Centro-Nord, del valore di 201 M€, per le regioni del Nord e Centro Italia (Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Lazio, Liguria, Lombardia, Marche, Piemonte, Umbria e Veneto), interamente finanziato;
- progetto REPowerEU Mezzogiorno, del valore di 192 M€, per le regioni del Mezzogiorno (Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia), finanziato parzialmente per 167 M€ per esaurimento delle risorse.

Al 31 dicembre 2025 i lavori relativi ai progetti suddetti risultano in corso.

Progetto JTF Sulcis Smart Grid

Nell'ambito del Programma Nazionale Just Transition Fund (JTF) Italia 2021-2027, ad ottobre 2025 e-distribuzione ha ottenuto il finanziamento per una proposta progettuale del valore di euro 3 milioni, che prevede interventi in ambito Smart Grid sulla rete di media e bassa tensione della provincia del Sulcis Iglesiente in Sardegna.

Gli interventi da realizzare sulla rete di distribuzione coinvolgono circa 50 Cabine Secondarie e circa 2 km di rete BT: l'intervento principale verte sulla smartizzazione e potenziamento delle CS e, per alcune di esse, sono previsti anche interventi sulla rete BT.

Gli interventi suddetti, al 31 dicembre 2025, risultano avviati.

Progetto GEMINI

Nell'ambito dell'iniziativa Mission Innovation, che mira a finanziare progetti di ricerca in diverse aree strategiche, e-distribuzione, in qualità di Capofila, in partenariato con Enel Grids, l'Università di Bologna, il Politecnico di Milano, l'Università di Bologna, ENEA e ITALTEL ha ottenuto a novembre 2025 l'ammissione a finanziamento del Progetto Gemini del valore complessivo di circa euro 6,5 milioni.

Il progetto GEMINI punta a sviluppare soluzioni digitali avanzate per aumentare la resilienza e l'efficienza delle reti elettriche, sfruttando intelligenza artificiale, sensoristica e robotica. Si concentra sul potenziamento del monitoraggio delle cabine secondarie per migliorare l'osservabilità e la gestione della rete di bassa tensione, implementando inoltre algoritmi predittivi, per anticipare guasti e gestire criticità legate a eventi estremi, e introducendo tecnologie robotiche che permetteranno ispezioni e manutenzioni da remoto.

Il budget previsto per e-distribuzione è pari a circa euro 1,7 milioni, di cui finanziato euro 845 migliaia.

Altre iniziative

Progetto Resilienza

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

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

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

Le successive Deliberazioni ARERA hanno poi integrato la regolazione in materia, in particolare la n. 31/2018 ha introdotto l'obbligo per le imprese di distribuzione di predisporre piani resilienza con un orizzonte almeno triennale 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 richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nel 2025 sono stati realizzati investimenti complessivi pari a circa euro 33 milioni, il progetto prosegue nel 2026 con investimenti previsti per euro 29 milioni.

Progetto Resilienza Climatica

Con la Deliberazione n. 617/2023 e il relativo Allegato A "Testo Integrato della Regolazione Output-Based del Servizio di Distribuzione dell'Energia Elettrica - Periodo di regolazione 2024-2027" (TIQD), ARERA ha definito le disposizioni da applicarsi alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, soggette all'obbligo di predisporre piani di sviluppo della rete di distribuzione definendo inoltre le prime previsioni specifiche sui meccanismi premiali incentivanti i suddetti

interventi di sviluppo della rete di distribuzione. La regolazione prevede una prima applicazione del meccanismo premiale di incentivazione degli interventi di sviluppo delle reti subordinata all'esecuzione di una Cost Benefit Analysis (CBA) con risultato positivo.

Nello specifico sono stati previsti i seguenti interventi:

- Bonifica di rami MT in dorsale con caratteristiche non adatte ai nuovi scenari climatici
- Potenziamento del grado di magliatura della rete mediante:
 - Nuove linee MT
 - Nuovi Trasformatori AT/MT o Centri di smistamento MT
- Installazione / Adeguamento Bobine di Petersen

In aggiunta, si prevedono soluzioni tecniche innovative e intrinsecamente resilienti come cavi jointless e bobine XL per ridurre il numero di giunti a parità di lunghezza posata o giunti di nuova generazione più affidabili.

Le successive Deliberazioni ARERA hanno poi integrato la regolazione in materia, definendo un limite alla spesa incentivabile "in ingresso" correlato al numero di utenti BT serviti dall'impresa distributrice e affinando le formule per il calcolo del beneficio.

Nel 2024 è stato avviato il Piano Transitorio, mentre nel 2025 è stato avviato il Piano di Regime.

Nel 2025 sono stati realizzati investimenti pari a euro 203 milioni, mentre nel 2026 sono previsti investimenti per circa euro 694 milioni.

Progetto DSO 4.0 – Digital Network

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

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

Si tratta quindi di un progetto innovativo e ad ampio spettro, grazie al quale e-distribuzione si pone l'obiettivo di accelerare la propria evoluzione tecnologico/industriale per svolgere un ruolo fondamentale nella transizione energetica 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;
- 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.

Nel corso del 2025, ultimo anno di progetto, sono stati realizzati investimenti per circa euro 30 milioni.

Piano Qualità

Il quadro regolatorio in materia di qualità del servizio elettrico è stato aggiornato dalla Delibera ARERA n. 617 del dicembre 2023, la quale ha introdotto una nuova metodologia per il calcolo dei livelli obiettivo di ciascun ambito territoriale, mediante un percorso individuale di miglioramento o mantenimento dei livelli di performance 2020-2023 con un meccanismo incentivante di premi/penali sul numero e sulla durata delle interruzioni da applicarsi in due semiperiodi: 2024-2025 e 2026-2027.

A seguito della Delibera n. 617, a settembre 2024 è stato approvato un nuovo Piano Qualità per il triennio 2025-2027. Gli interventi del Piano Qualità della Società sono riconducibili a 3 leve:

- Rinnovo (Cabine Primarie e rete MT)
- Struttura
- Telecontrollo

Il Piano Qualità è finalizzato ad ottenere:

- la riduzione del tasso di guasto mediante il rinnovo di parti di rete obsolete (Cabine Primarie, Linee MT);
- lo sviluppo della rete (nuove Cabine Primarie, nuova rete MT-BT) nelle aree caratterizzate da criticità strutturali, anche a fronte del crescente sfruttamento della rete (incremento dei carichi, attivi e/o passivi) e del crescente impatto del cambiamento climatico;
- il potenziamento della rete BT, mediante rinnovi e nuove linee, con particolare riguardo agli ambiti con elevata incidenza della rete BT sulla qualità (soprattutto DIL);
- il telecontrollo MT e BT finalizzato alla riduzione della durata delle interruzioni.

Il progetto è partito nel 2025 con investimenti realizzati, nel primo anno di progetto, pari a circa euro 188 milioni, mentre per il 2026 sono previsti investimenti per circa euro 284 milioni.

Piano OPEN METER

Nell'ambito del piano di installazione del contatore elettronico di seconda generazione (Open Meter) avviato nel 2017, nel corso del 2025 e-distribuzione ha installato circa 1,55 Mln di Open Meter (rispetto ad un piano ARERA approvato di 0,9 Mln di contatori), per manutenzione, gestione utenza, nuove pose e per la sostituzione residuale dei contatori di prima generazione ancora presenti (circa 500 mila sostituzioni).

Nel corso del 2025 la strategia di sostituzione dei misuratori di prima generazione ha avuto come obiettivo sia il bilanciamento del mix della tipologia di contatori da sostituire, aumentando la quota dei trifasi semidiretti, sia la sostituzione puntuale dei misuratori soggetti alla normativa MID (DM 93 del 2017) a seguito del raggiungimento dei 15 anni.

Per quanto riguarda la suddivisione tra tipologie di contatori, nel 2025 sono stati quindi installati complessivamente 1,26 milioni di contatori monofase e 0,29 milioni di contatori trifase.

A fine 2025 quindi, circa 29,3 dei 31 milioni dei clienti totali BT di e-distribuzione sono dotati di un contatore elettronico di seconda generazione. Al riguardo, si segnala una variazione del parco clienti e-distribuzione dovuta principalmente alla cessione al gruppo A2A a fine 2024 di oltre 800.000 Clienti.

In aggiunta, risultano attivi al 31 dicembre 2025, oltre 1,2 milioni di misuratori 2G di produzione (M2).

Per quanto riguarda le attività relative ai concentratori (apparati che raccolgono i dati di misura dalle cabine secondarie) queste sono scaturite dalla manutenzione delle cabine già dotate di concentratori di seconda generazione e dall'attivazione di nuove cabine, rispettivamente per 13.000 e 3.450 pose.

L'anno 2025 è stato caratterizzato da un andamento stabile ed equilibrato delle consegne e dei prezzi dei materiali.

L'investimento totale 2025 per il piano Open Meter è stato pari a circa euro 244 milioni, comprensivi sia delle attività di installazione dei contatori sia delle attività di installazione dei concentratori.

Fibra Ottica

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

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

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 2025:

- e-distribuzione ha certificato la utilizzabilità, al fine della posa della rete in fibra ottica, di circa 12.500 km di rete di infrastruttura elettrica aerea, in linea con il piano complessivo. Globalmente sono stati certificati quasi 128.000 km di rete elettrica;
- Gli operatori di telecomunicazioni hanno accettato Offerte per circa 8.600 km di rete. Nel complesso sono state accettate Offerte per quasi 110.000 km;
- e-distribuzione ha effettuato lavori di adeguamento per circa 600 km di infrastruttura elettrica aerea. In totale sono stati effettuati lavori di adeguamento per circa 11.300 km.

Complessivamente, a fine 2025, l'infrastruttura elettrica aerea e interrata messa a disposizione degli operatori di telecomunicazione da e-distribuzione è di quasi 109.000 km.

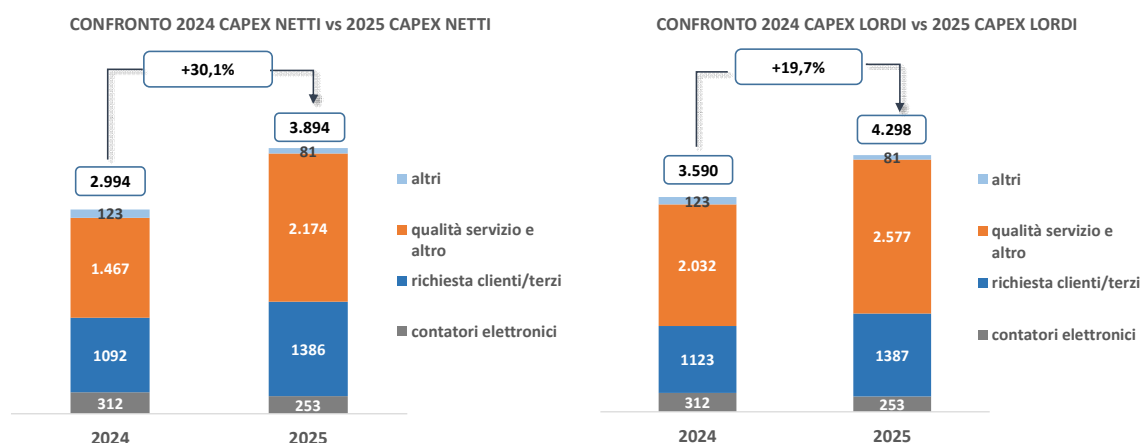
Investimenti

I contributi pubblici ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell'ammortamento.

Nel caso non ci siano sufficienti informazioni per consentirne un'adeguata attribuzione alle relative attività immobilizzate cui si riferiscono, i contributi pubblici in conto impianti sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e rilevati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

Pertanto, gli investimenti del 2025 risentono dalla rettifica di tali contributi, per un importo complessivo pari a euro 404 milioni (euro 596 milioni nel 2024), riferiti essenzialmente a PNRR (euro 335 milioni), a progetti finanziati PON/POR (euro 58 milioni) e altri progetti (euro 11 milioni) ed hanno interessato impianti in media tensione (euro 275 milioni), in alta tensione (euro 103 milioni), in bassa tensione (euro 21 milioni) e altri impianti (euro 5 milioni).

Gli investimenti realizzati nel corso del 2025 si riferiscono essenzialmente alle richieste dei clienti o terzi, alla qualità del servizio, agli investimenti per PNRR e agli investimenti in contatori elettronici.



Gli investimenti "lordi" (intesi al lordo dell'effetto della rettifica dei contributi in conto impianti) legati alla richiesta di clienti o terzi presentano un incremento di euro 264 milioni rispetto all'esercizio 2024; le ragioni principali dell'incremento sono riconducibili a maggiori spese per connessioni passive (per euro 120 milioni) e per richieste di produttori (per euro 130 milioni). Si registra altresì un incremento dei lavori per richieste di spostamento impianti da parte di clienti e terzi (per euro 12 milioni). Al 31 dicembre 2025, sono stati portati a riduzione di tali investimenti euro 1 milione di contributi in conto impianti ricevuti da enti pubblici.

Gli investimenti "lordi" in qualità del servizio ed altro (adeguamenti ed interventi a seguito guasti), riportano un incremento di euro 545 milioni rispetto all'anno 2024. Nell'esercizio 2025, sono stati portati a riduzione di tali investimenti euro 403 milioni di contributi in conto impianti ricevuti da enti pubblici. In questo segmento occorre distinguere gli investimenti riconducibili ai progetti del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), avviato nell'anno 2023, da quelli non PNRR:

- sugli investimenti PNRR si registra un incremento complessivo di euro 399 milioni rispetto all'anno precedente, con il seguente dettaglio per *stream* di progetto:
 - ✓ per Hosting Capacity un incremento pari ad euro 117 milioni;
 - ✓ per Elettrificazione Consumi un incremento pari ad euro 321 milioni;
 - ✓ per Resilienza un decremento pari ad euro 39 milioni;
- sugli Altri progetti non PNRR, complessivamente in aumento di euro 146 milioni, si registra:

- ✓ un incremento, pari ad euro 187 milioni, dei progetti legati alla qualità del servizio (principalmente per euro 190 milioni per l'avvio nel 2025 del nuovo Piano Qualità, per euro 8 milioni per l'avvio nel 2025 del Progetto Upgrade GSM con LTE e per un decremento di euro 13 milione sul Progetto DSO);
- ✓ un incremento, pari a euro 181 milioni, per il nuovo progetto Resilienza Climatica, avviato a regime nel primo semestre 2025;
- ✓ un incremento, pari a euro 38 milioni, per *Consumption Electrifications* (principalmente euro 44 milioni per il nuovo progetto Smart Grid Repower EU);
- ✓ un incremento, pari a euro 34 milioni, degli investimenti per Qualità su Condizione;
- ✓ un incremento, pari a euro 14 milioni, per il nuovo progetto Resilienza Repower EU;
- ✓ un incremento, pari a euro 3 milioni, per *Digitalization* (principalmente euro 4 milioni per il sistema di modellizzazione della rete "Network Digital Twin" ed euro 3 milioni per Progetto QeD, parzialmente compensati dal decremento di euro 4 milioni sul Progetto Smart Grid C.P. Evolution).

Tali impatti sono stati in parte mitigati da:

- ✓ un decremento, pari a euro 192 milioni, degli investimenti in *Other Quality & Efficiency*, per conclusione nel 2024 del Progetto E-Grid e registrazione nel 2025 solo di code contabili;
- ✓ un decremento, pari a euro 44 milioni, per progetti di Resilienza Wave 1-2-3;
- ✓ un decremento, pari a euro 41 milioni, degli investimenti in Asset Management, principalmente sugli interventi di ricostruzione impianti (euro 29 milioni);
- ✓ un decremento, pari a euro 26 milioni, per progetti in *Hosting Capacity*, principalmente su progetti finanziati da bandi PON (euro 26 milioni);
- ✓ un decremento, pari a euro 8 milioni, per Automezzi speciali.

Gli investimenti in contatori elettronici presentano un decremento di euro 59 milioni rispetto all'anno precedente che dipende sia dalla riduzione del volume delle installazioni dei contatori di produzione (M2) sulle connessioni dei prosumers con potenza fino a 20 KW, per attuazione della delibera ARERA n. 361/23, sia dalla riduzione progressiva delle attività di sostituzione massiva dei contatori.

Gli acconti, presentano al 31 dicembre 2025 un saldo positivo pari a euro 14 milioni, derivante dagli acconti riconosciuti a Gridspertise per l'acquisto dei QeD (euro 44 milioni), in parte compensato dalla riduzione degli anticipi corrisposti ad Open Fiber su attività di accensione cabine con fibra ottica, in seguito al completamento dei lavori (pari a euro 30 milioni).

Tra gli investimenti in attività materiali in leasing, complessivamente pari nell'esercizio 2025 a euro 67 milioni, sono presenti euro 22 milioni relativi a noleggio di automezzi, euro 23 milioni relativi a locazioni di fabbricati uso ufficio, di cui euro 5 milioni relativi a immobili di proprietà Enel Italia ed infine, euro 22 milioni per locazione fabbricati uso cabine.

Su tali attività si registra un decremento, pari a euro 67 milioni, rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, principalmente sul noleggio di automezzi.

Sostenibilità

Le reti ricoprono un ruolo sempre più strategico per il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica, abilitando la diffusione delle fonti rinnovabili e la crescita della figura del prosumer.

Grazie alla **presenza capillare sul territorio**, la rete garantisce la **sicurezza energetica del Paese**, permettendo di fatto il funzionamento della compagine produttiva e il benessere e lo sviluppo delle comunità locali. Per questi motivi, le attività di sostenibilità si focalizzano su iniziative di educazione con le scuole, sensibilizzazione sul rischio elettrico, tutela degli ecosistemi naturali, realizzazione di infrastrutture a basso impatto ambientale e sociale anche attraverso soluzioni di economia circolare, grazie all'applicazione del Modello di Infrastruttura Sostenibile.

Al fine di **sensibilizzare ed informare le categorie più esposte alle tematiche di sicurezza e prevenire il rischio di infortuni elettrici** anche nel 2025 sono proseguiti i **seminari** con Enti, Associazioni, Istituzioni raggiungendo oltre 2.100 beneficiari. Sono stati inoltre coinvolti nuovi Stakeholders con cui redigere futuri protocolli d'intesa per contribuire in modo significativo all'adozione di pratiche corrette e di misure adeguate alla prevenzione degli infortuni nei diversi settori produttivi e sociali.

Nella stessa direzione si collocano anche gli **Eco-Safety Coaching**, ovvero incontri informativi con le imprese appaltatrici per sensibilizzare tutto il personale sulle tematiche ambientali e di sicurezza, attraverso la modalità del coaching che nel corso del 2025 hanno visto coinvolti circa 1.700 beneficiari.

Dal punto di vista ambientale, le linee d'azione si sono focalizzate principalmente su iniziative a tutela della biodiversità, sulla realizzazione di cabine primarie a basso impatto e su progetti di economia circolare.

Nell'ambito della **tutela della biodiversità**, nel corso del 2025 è proseguito l'impegno per la protezione delle api e degli insetti impollinatori selvatici. Si è conclusa la prima fase di un progetto che ha visto l'installazione di arnie e appositi rifugi presso il CFA (Centro di Formazione e Addestramento) di Quartucciu (CA) in Sardegna che ha contribuito alla realizzazione del **primo corridoio nazionale** attraverso 14 siti tra CFA, cabine primarie e siti dismessi. Questo corridoio consente agli insetti impollinatori di trovare **punti di appoggio sul territorio** nel corso dei voli quotidiani, mettendoli in condizione di svolgere al meglio la propria funzione. Sono anche state affiancate importanti **iniziative di formazione e sensibilizzazione**, con apicoltori e studenti delle scuole primarie e secondarie e inoltre, si è effettuato il biomonitoraggio del miele prodotto per aumentare la consapevolezza sullo stato di salute degli ecosistemi locali.

Sono proseguite inoltre le iniziative a **tutela dell'avifauna** attraverso la messa in sicurezza delle linee aeree per evitare il contatto accidentale con le parti in tensione, l'installazione di dissuasori e l'utilizzo di piattaforme rialzate per nidi favorendo anche il ripopolamento di alcune specie. In questo ambito si colloca il **progetto Life Abilas** co-finanziato dall'Unione Europea a tutela dell'aquila Bonelli in Sardegna e, sempre in Sardegna, il progetto ElectroRevolution, totalmente finanziato da ISPRA a tutela di varie specie avifaunistiche. Inoltre, nel 2025 si è concluso il progetto Volo Libero in seno al protocollo tra E-Distribuzione e l'Ente Parco Nazionale del Pollino. Sempre nell'ottica di ridurre l'impatto delle linee elettriche sull'avifauna, nel corso del 2025 è stato siglato un accordo di collaborazione tra E-Distribuzione e LIPU Biviere di Gela che pone le basi per una collaborazione sulla tutela della cicogna bianca e ad altre specie di interesse comunitario anche attraverso l'installazione di strutture artificiali sicure per la nidificazione.

Nella **realizzazione delle nuove cabine primarie** si è confermata l'applicazione del modello di "infrastruttura sostenibile" finalizzato a ridurre l'impatto ambientale degli asset di rete attraverso soluzioni di economia circolare e di riduzione dell'impronta carbonica in fase di costruzione con una particolare attenzione all'inserimento paesaggistico delle nuove installazioni.

Tra gli esempi di progetti di **circularità** portati avanti da E-Distribuzione, **"DPI New Life"** è un progetto sperimentale per il recupero dei materiali provenienti dai Dispositivi di Protezione Individuale a fine vita, essenziali per garantire la sicurezza dei lavoratori. Grazie a questo progetto, oltre a garantire che i DPI siano in corretto stato, si evita che quelli non più utilizzabili vadano in smaltimento. Nel 2025 sono stati raccolti e avviati a riciclo oltre 10.000 kg di Dispositivi di Protezione Individuale, il materiale raccolto viene poi trasformato in materia prima seconda per usi diversi, per esempio il materiale

tessile può essere impiegato in pannelli fonoassorbenti come le scarpe possono trasformarsi in pavimentazione antitrauma da impiegare nelle sedi di E-Distribuzione.

Infine, procedendo con un programma di integrazione armonica nel territorio degli asset di rete, sono state realizzate **93 opere di street art**, principalmente su Cabine Secondarie, in cui artisti locali e writers hanno valorizzato elementi di cultura locale e diffuso temi legati all'energia e all'ambiente.

Oltre alle iniziative sopra riportate E-distribuzione implementa azioni di sostenibilità rispetto alla presenza delle proprie infrastrutture anche mediante:

- 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 realizzazione di studi di impatto che includano una valutazione sistematica degli effetti su biotipi, specie animali e vegetali, con il supporto di enti esterni, 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.

Ambiente

Nel 2025 e-distribuzione ha mantenuto la certificazione UNI EN ISO 14001 relativa alla Gestione Ambientale, nell'ambito del Sistema di Gestione Integrato applicato in tutte le strutture organizzative e per tutti gli impianti della Rete, garantendo il continuo controllo degli impatti ambientali connessi alle attività di progettazione, realizzazione, gestione e manutenzione della rete elettrica e ricercando sistematicamente il miglioramento in modo coerente, efficace e soprattutto sostenibile.

Inoltre, è stato revisionato il documento di "Politica integrata salute e sicurezza sul lavoro, ambiente, qualità, energia e prevenzione della corruzione", che definisce i seguenti principi in base ai quali e-distribuzione gestisce le proprie attività:

- promuovere e rafforzare una cultura della salute, della sicurezza e della tutela ambientale a beneficio dei suoi stakeholder, attuando e valorizzando la prevenzione e la gestione dei rischi esistenti ed un approccio critico nella preparazione e realizzazione delle attività in qualità e senza incidenti, interrompendo qualsiasi attività che possa mettere in pericolo la salute e la sicurezza delle persone e delle comunità locali o causare danno all'ambiente (stop work policy);
- perseguire il miglioramento continuo dei processi aziendali relativi a salute e sicurezza, qualità del servizio, razionalizzazione dei consumi energetici, prevenzione della corruzione, nel rispetto dei principi di salvaguardia dell'ambiente, della biodiversità, della sostenibilità, dell'economia circolare;
- proteggere l'ambiente riducendo gli impatti ambientali delle sue attività attraverso la promozione, sviluppo e applicazione di tecnologie sempre più innovative e sostenibili e ad alto valore aggiunto, e la promozione di condotte di gestione ambientale virtuose, nel pieno rispetto dei principi di economia circolare, prevenzione dell'inquinamento, tutela della biodiversità e lotta al cambiamento climatico;
- assicurare nello svolgimento dell'attività lavorativa l'utilizzo di metodi di lavoro, soluzioni tecnologiche, attrezzature e strumenti conformi ai migliori requisiti di salute, sicurezza, ambiente e qualità, anche promuovendo la ricerca e lo sviluppo di soluzioni innovative, identificati anche con il supporto e la partecipazione dei lavoratori e dei loro rappresentanti, assicurandone la diffusione attraverso una formazione e un addestramento efficace ed innovativo;
- attuare un processo per l'identificazione, la selezione e la gestione degli appaltatori e dei fornitori, monitorandone le attività e coinvolgendoli nei programmi di miglioramento continuo al fine di allineare le loro norme operative, di salute, di sicurezza, ambientali e di qualità a quelle del Gruppo Enel;
- promuovere iniziative per accrescere la consapevolezza ed incentivare condotte virtuose dei propri stakeholders in linea con i principi aziendali;
- promuovere e sviluppare soluzioni tecnologiche sostenibili nelle fasi di costruzione, esercizio e smantellamento degli impianti, in prospettiva del ciclo di vita, di principi di economia circolare, di prevenzione dell'inquinamento, di tutela della biodiversità e lotta al cambiamento climatico;
- soddisfare le esigenze del mercato installando sistemi evoluti di smart metering, che diano consapevolezza dei consumi ai clienti finali stimolando l'efficienza energetica e l'uso razionale delle risorse;
- garantire e migliorare costantemente la soddisfazione di clienti impegnandosi a rispettarne le attese ed esigenze con il fine di rappresentare per loro un partner sicuro, affidabile e vantaggioso;
- collaborare con le autorità e con gli organismi di vigilanza, promuovendo interventi di prevenzione e protezione dell'ambiente, della sicurezza e salute dei lavoratori;
- contribuire al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite (SDG) rispetto ai quali il Gruppo Enel si è impegnato, in linea con i criteri ESG (Environmental, Social and Governance), integrandoli nel business aziendale lungo l'intera catena del valore;

Seguendo i principi definiti nella politica e nell'ottica del miglioramento continuo della gestione dei propri aspetti ambientali, e-distribuzione continua ad attuare:

- un'attenta gestione dei rifiuti, attraverso l'ottimizzazione dei contratti d'appalto e un costante impegno volto ad aumentare la percentuale di recupero dei rifiuti;
- la tracciabilità dei rifiuti mediante il software gestionale (Winwaste) interfacciato con il sistema RENTRI (Registro Elettronico Nazionale Tracciabilità dei Rifiuti);
- interventi formativi in relazione all'uso del gestionale (Winwaste) di interfaccia al RENTRI;
- adozione di metodi di lavoro e interventi formativi inerenti alle operazioni su apparecchiature contenenti SF6;
- la completa sostituzione ed eliminazione delle apparecchiature contenenti olio contaminato da PCB, in conformità alla normativa nazionale vigente;
- il monitoraggio continuo delle proprie performance ambientali e di quelle degli appaltatori, anche attraverso l'implementazione di strumenti informatici, e delle eventuali criticità ambientali, mediante frequenti visite di sorveglianza su tutto il territorio;
- la collaborazione con le amministrazioni competenti e gli enti di controllo, attuazione dei decreti ministeriali relativi alla determinazione delle fasce di rispetto e alla misurazione e valutazione dell'induzione magnetica degli elettrodotti;
- il controllo delle eventuali situazioni di interferenza degli elettrodotti con riferimento ai campi elettrici e magnetici;
- attività di bonifica e ripristino ambientale a seguito di incidenti che coinvolgono impianti, avvalendosi di imprese appaltatrici specializzate e qualificate in tale ambito.

Nel 2025, in continuità con l'anno precedente, è stato ulteriormente rafforzato il piano di formazione ambientale con l'obiettivo di sviluppare e consolidare le competenze e diffondere la cultura sugli aspetti ambientali a vari livelli dell'organizzazione. In particolare, sono stati approfonditi alcuni dei principali temi ambientali soprattutto con il personale Tecnico di e-distribuzione. Gli interventi formativi hanno riguardato prevalentemente la gestione contrattuale degli appaltatori, con specifico riferimento alle modalità di controllo sui rifiuti e sulle terre e rocce da scavo.

È stata inoltre consolidata anche la struttura di controllo con il progetto Total Quality nell'ambito del quale sono state programmate specifiche sessioni formative ai controllori e ad altre figure professionali, al fine di rendere più efficace l'attività di verifica in campo della corretta gestione degli aspetti ambientali.

Infine, nel corso dell'anno sono state realizzate diverse sessioni informative su tutto il territorio nazionale, che hanno consentito di coinvolgere gran parte delle imprese esecutrici che lavorano con e-distribuzione. In tali occasioni sono state condivise le principali criticità riscontrate durante i sopralluoghi effettuati dal personale HSEQ.

Al target manageriale è stato dedicato uno specifico percorso formativo finalizzato a fornire una panoramica sugli aspetti normativi più rilevanti in ambito ambientale, nonché sulle prospettive legate ai temi della sostenibilità e dell'economia circolare. Il percorso si è articolato in cinque sessioni, svoltesi presso le sedi di Bologna, Roma e Napoli.

A valle di tali sessioni, nel corso del 2025 e del 2026, sarà avviato in modalità **cascading** il programma **Sustainability Leadership**, articolato in una serie di incontri dedicati al business sostenibile. Il programma coinvolgerà l'intera e-distribuzione con l'obiettivo di diffondere all'interno dell'organizzazione la consapevolezza che la sostenibilità rappresenta una componente integrante e un motore del modello di business aziendale, contribuendo allo stesso tempo a garantire la qualità del servizio elettrico e a generare valore percepito per tutti gli stakeholder.

Risparmio energetico negli usi finali

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.

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, con il D.M. del 21 maggio 2021 gli obiettivi per gli anni dal 2021 al 2024 e con l'ultimo D.M. del 21.07.2025 gli obiettivi per gli anni dal 2025 al 2030.

L'ultimo Decreto Ministeriale prevede obiettivi di risparmio fortemente sbilanciati a carico dei distributori elettrici: viene assegnato il 62% degli obiettivi cumulati nel periodo 2025-2030 ai soggetti obbligati del settore elettrico e il 38% ai soggetti obbligati del settore gas, ribaltando le proporzioni, rispetto a quanto stabilito dai precedenti Decreti.

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:

- 1,08 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2024;
- 0,86 milioni di Certificati Bianchi da conseguire nell'anno 2025.

Negli anni successivi c'è una progressiva crescita dei volumi d'obbligo fino a 1,79 milioni di Certificati Bianchi nel 2030 per il solo settore elettrico.

e-distribuzione S.p.A., con il nuovo D.M. ricopre circa l'83% dell'obbligo nazionale per il settore elettrico e circa il 51% dell'obbligo complessivo nazionale, continuando a svolgere, come in passato, un ruolo di primo piano nel mercato dei TEE.

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 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 almeno il 60%, mentre il residuo 40% ha scadenza entro il 31 maggio del secondo anno successivo al primo.

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.

Con l'ultimo D.M. viene sancita la progressiva riduzione già a partire dall'obbligo 2025 fino all'eliminazione dall'obbligo 2029 dei titoli "virtuali": a partire dall'obbligo 2025 la soglia di acquisto di titoli reali per poter utilizzare, in caso di scarsità di offerta, titoli "virtuali" è progressivamente aumentata. Viene, inoltre prolungata al 31.05.2031 la possibilità di riscatto dei titoli "virtuali" acquisiti per adempiere agli obblighi degli anni precedenti, attraverso il corrispondente acquisto di titoli reali.

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 n. 270/2020, emessa il 14 luglio 2020, che ne determina il valore in base ai prezzi medi di scambio sul mercato regolamentato e, in parte, anche sui prezzi delle transazioni avvenute attraverso contratti bilaterali, con un cap di 250,00€/TEE. Infatti, qualora tale formula dia un risultato superiore a 250,00€/TEE, il contributo resta comunque fisso a tale valore.

Per l'anno d'obbligo 2024, chiuso il 31 maggio 2025, il contributo è stato pari a 247,35 €/TEE ed il contributo aggiuntivo non è stato erogato in quanto i prezzi medi di mercato sono stati inferiori a 250,00 €/TEE.

Al 31 maggio 2025, alla scadenza dell'anno d'obbligo 2024, e-distribuzione S.p.A. ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici n. 705.534 TEE, senza necessità di acquisto di titoli "virtuali", conseguendo il 60% dell'obiettivo specifico 2024, azzerando il residuo obbligo 2022 e riducendo in piccola parte il residuo obbligo 2023.

Dal 1° giugno al 31 dicembre 2025 la società ha acquistato 421.716 TEE, al fine di coprire, insieme con i TEE che verranno acquistati da gennaio a maggio 2026, il 60% dell'obbligo 2025 (il cui volume è stato definito da apposita Delibera ARERA in 709.326 TEE), oltre alla quota restante dell'obbligo 2023, pari a 361.054 TEE.

Nel corso del 2025 i prezzi si sono assestati al di sotto di 250€/TEE.

La media di mercato per l'anno d'obbligo 2024 (chiuso il 31 maggio 2025) è stata di 247,63€/TEE. A partire dal 1° giugno del corrente anno, data di inizio dell'obbligo 2025, i prezzi hanno registrato una flessione, con una media del periodo pari a 246,87€/TEE.

Il dettaglio della movimentazione dei TEE nell'esercizio 2025 è stato il seguente:

	2025	2024
Saldo di apertura al 1° gennaio 2025	436.824	477.835
Certificati autoprodotti	-	-
Acquisto di certificati	690.426	779.253
<i>di cui:</i>		
- acquisto da Gruppo:	13.872	132.993
<i>Enel X Italia Srl, di cui:</i>	13.872	132.993
<i>certificati autoprodotti</i>	-	-
<i>certificati non autoprodotti</i>	13.872	132.993
- acquisto da Terzi	676.554	646.260
Vendita di certificati	-	-
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo	705.534	820.264
Saldo di chiusura al 31 dicembre 2025	421.716	436.824

Cambiamento climatico: rischi ed opportunità

Processo di identificazione e gestione dei rischi legati al cambiamento climatico

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

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

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

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

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 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 catastrofe 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 metereologica o istituzioni accademiche.

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

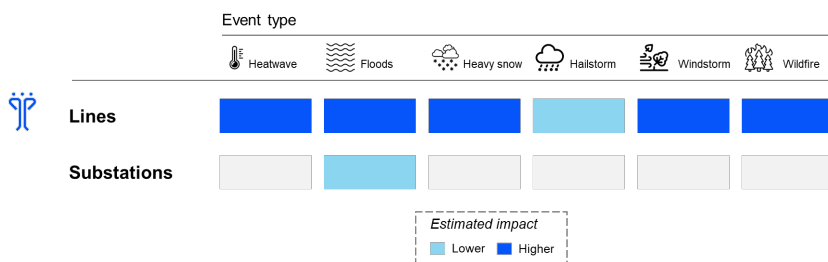
La Società, soprattutto nel caso di danni ai propri asset, realizza e promuove specifiche analisi di vulnerabilità relative ad ogni tecnologia presente nel proprio portafoglio: reti di distribuzione, cabine primarie e secondarie. Tali analisi, naturalmente, sono poi focalizzate sugli eventi estremi che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

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

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

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 catastrofe. In tal senso si possono distinguere due principali tipologie di azioni: la definizione di una efficace copertura assicurativa e le diverse attività legate alla prevenzione dei danni che potrebbero derivare da eventi estremi.

Di seguito si illustrano le caratteristiche generali di tali azioni.

Le assicurazioni nel Gruppo Enel

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

- Il **Programma Property** per ciò che concerne i danni materiali che possono subire gli asset e l'interruzione del business che ne deriva.
- 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 e n. 614/2023, predispose e realizza il **Piano Resilienza**, che rappresenta un addendum del Piano di Sviluppo nel quale si prevedono investimenti ad-hoc, su un orizzonte di 3 anni, che mirano a ridurre l'impatto di eventi estremi per i seguenti fattori di rischio: ondate di calore, manicotto di ghiaccio e tempeste di vento (caduta di alberi ad alto fusto). 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. Per i suddetti fattori di rischio sono stati pianificati investimenti come la sostituzione mirata dei conduttori nudi con cavo aereo o interrato, magliature di rete (trasversali) con opportuni telecontrolli. In ultimo In seguito alla delibera ARERA n. 617/2023 e n. 112/2025 sono stati previsti nuovi interventi per il fattore di rischio ondate di calore, che prevedono la sostituzione di rami con portata non adeguata alle rialimentazioni in casi di disservizi diffusi, tipici delle ondate di calore. Per i piani resilienza nel periodo 2017-2025 sono stati già investiti circa 1.267 milioni di euro, di cui euro 1.000 milioni relativamente agli interventi delle delibere ARERA n. 2/2017, n. 668/2018 e 614/2023 ed euro 267 milioni relativamente alla delibera ARERA n. 617/2023 e alla delibera ARERA 112/2025.

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 di lavoro WKI-ESM-MST-23-0072-EDIS "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 di lavoro WKI-ESM-ESR-23-0062-EDIS "Misure di prevenzione dei rischi e di preparazione in caso di incendi boschivi che coinvolgono gli impianti elettrici", dall'Istruzione di lavoro WKI-ESM-ESR-22-0030-EDIS "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;
- 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 WKI-ESM-ESR-22-0021-DIS “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). Negli ultimi anni questi fenomeni hanno assunto una rilevanza molto più

significativa, soprattutto in ambito cittadino, trovando il culmine nell'emergenza di Catania dell'estate 2023, caratterizzata dalle condizioni più estreme mai registrate prima in termini di temperature, siccità e persistenza del fenomeno meteo. Tali condizioni ambientali persistenti hanno determinato un effetto senza precedenti su tutte le infrastrutture, comprese quelle elettriche, che hanno visto il fuori servizio di oltre la metà delle linee di media tensione dell'ambito.

Si riportano di seguito le analisi sull'evoluzione prospettica delle condizioni meteorologiche nel periodo 2030-2050 e i diversi indicatori presi in considerazione: i dati climatici di scenario, acquisiti attraverso diverse partnership, sono il risultato di modelli globali e regionali sviluppati da centri di ricerca internazionali. Tra le collaborazioni attive, è in corso quella con il Dipartimento di Scienze della Terra dell'International Centre of Theoretical Physics (ICTP) di Trieste.

Nello specifico, per studiare l'impatto degli eventi intensi legati alla temperatura, l'ICTP ha fornito proiezioni per le principali variabili climatiche con una risoluzione della griglia spaziale di circa 12 Km per l'Italia. La tipologia di dati a disposizione è sia di tipo storico (1990-2020) che previsionale (2030-2050).

Le analisi sulle proiezioni climatiche future considerano scenari alternativi secondo il framework degli scenari climatici proposto dall'International Panel on Climate Change (IPCC); sono quindi stati studiati tre scenari alternativi: RCP 2.6, RCP 4.5 e RCP 8.5.

È stato predisposto un piano che mira a limitare la probabilità e l'impatto delle interruzioni prolungate ed estese, ovvero il rischio di blackout locali, attraverso interventi che potenzino la rete mediante l'utilizzo di componenti intrinsecamente resilienti (ad es. cavi jointless e a sezione potenziata) e interventi mirati all'aumento del grado di contro-alimentabilità della rete MT, attraverso la realizzazione di nuove linee e nuove contro alimentazioni.

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 dicembre 2025 la struttura organizzativa della società e-distribuzione S.p.A. è definita dalla Disposizione Organizzativa n. 941, versione 36, del 10/09/2025 e si compone di:

- **unità Tecniche Centrali:** Customer Engagement; Network Development; Supply Chain; Construction, Operations and Maintenance; Health, Safety, Environment and Quality;
- **unità di Staff:** Administration; Industrial Planning and Control; People and Organization; Legal and Corporate Affairs;
- **quattro Macro Aree Territoriali**, così organizzate:
 - Macro Area Nord Ovest, che gestisce le Aree Operative Piemonte e Liguria, Lombardia e Sardegna;
 - Macro Area Centro Nord, che gestisce le Aree Operative Veneto e Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna e Toscana e Umbria;
 - Macro Area Centro che gestisce le Aree Operative Lazio, Abruzzo Marche e Molise e Campania
 - Macro Area Sud, che gestisce le Aree Operative Puglia e Basilicata, Calabria e Sicilia.

Tutte le suddette unità riportano gerarchicamente e funzionalmente all'Amministratore Delegato della Società.

Inoltre, e-distribuzione S.p.A. facendo parte di un gruppo verticalmente integrato, è sottoposta agli obblighi di separazione funzionale previsti da Arera nel Testo Integrato Unbundling Funzionale (TIUF Allegato A alla Delibera Arera n.296/2015/R/com).

Consistenze

La consistenza finale al 31 dicembre 2025 del personale della Società è stata pari a 16.705 unità, con un aumento netto di 480 unità rispetto al 31 dicembre 2024, dovuto a:

- 688 inserimenti (di cui 140 Impiegati/Quadri/Dirigenti e 548 operai);
- 16 mobilità intragruppo di cui 113 risorse in ingresso da altre società del gruppo e 97 risorse in uscita;
- 224 cessazioni;

Di seguito si riporta una tabella con le consistenze finali del personale al 31 dicembre 2024 e 2025 e la relativa movimentazione intervenuta nell'esercizio, con dettaglio per categoria:

	Consistenza al 31 dicembre 2024	Assunzioni e reinserimenti (*)	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi Categoria	Consistenza al 31 dicembre 2025
Dirigenti	104			(2)	5	107
Quadri	1.125	3	15	3	85	1.201
Impiegati	7.147	137	102	17	221	7.420
Operai	7.849	548	107	(2)	(311)	7.977
TOTALE	16.225	688	224	16	-	16.705

(*) di cui 6 impiegati in Apprendistato Duale

Sviluppo e Formazione

Nell'ambito Sviluppo ed Empowerment delle persone, di seguito le principali attività del 2025.

Change Management per i ruoli apicali territoriali – Luiss e Palestre di Leadership

È stato implementato un piano di Change Management rivolto alle persone che occupano i ruoli chiave territoriali dell'organizzazione di e-distribuzione volto a sviluppare un mindset in linea con nuovi valori e comportamenti Enel, rafforzare le competenze di leadership e supportare knowledge e best practice sharing all'interno dell'organizzazione.

I cardini di tale piano sono stati:

- 7 edizioni del **“Per-corso Relazioni Umane** Boosting su Relazioni industriali, leadership e strategia” disegnato e realizzato con **Luiss Business School** di Roma che ha visto la partecipazione di 220 responsabili. Il percorso formativo, della durata di due giornate, è stato avviato con l'obiettivo di comunicare e condividere le linee guida strategiche dell'organizzazione, dare consapevolezza ai responsabili dell'importanza delle Relazioni Industriali come strumento di comunicazione, approfondire e allenare la loro leadership.
- **16 edizioni di “Palestre di Leadership” in 14 città italiane** che disegnatte e realizzate da Ernst&Young che hanno offerto agli oltre 450 colleghi che vi hanno partecipato a una giornata laboratoriale esperienziale con l'obiettivo di rafforzare le competenze di leadership, la capacità decisionale, la gestione del team e le competenze relazionali.

Smart Grids Executive Program

Nel 2025 vi sono state la chiusura dell'edizione 24/25 e l'avvio dell'edizione 25/26 dell'Executive Program Smart Grids, il percorso di alta formazione promosso da e-distribuzione in collaborazione con il Politecnico di Milano, rivolto ai giovani laureati in ingegneria assunti negli ultimi quattro anni in e-distribuzione.

Dopo un trasparente ed approfondito processo di selezione tecnico e motivazionale, ogni edizione offre a 35 colleghi provenienti da tutta Italia, un percorso di 170 ore di didattica in modalità ibrida, con un 40% di lezioni in presenza in aula con docenti del Politecnico di Milano e un 60% con sessioni da remoto con docenti e-distribuzione.

L'Executive Program Smart Grids nasce con l'obiettivo di potenziare le competenze nella progettazione e gestione delle reti digitali, favorire l'innovazione del sistema elettrico e formare i protagonisti della transizione energetica.

Il percorso formativo offre un programma di eccellenza attraverso una didattica innovativa che supporta i giovani professionisti dell'ambito STEM (Science, Technology, Engineering and Mathematics) selezionati nell'affrontare le sfide tecnologiche del settore energetico con approfondimenti sugli scenari energetici nazionali ed europei, il ruolo del DSO (Distribution System Operator), le specificità e l'implementazione delle Smart Grids, le strategie di pianificazione economica degli investimenti, le nozioni sull'Health & Safety ed (novità della seconda edizione 25/26) una sessione dedicata alla gestione delle emergenze climatiche con approfondimenti e testimonianze di responsabili Esercizio e Unità Territoriale che hanno vissuto i guasti della rete dovute alle emergenze climatiche.

Declinazione Talent Strategy di gruppo su perimetro e-d

Sono stati declinati sul perimetro della Società tutti i processi ed i progetti di gruppo relativi alla Talent Strategy, in particolare:

- Performance Management, Survey, Succession (raggiunti gli obiettivi di redemption e completamento sempre fra i primi del gruppo)
- Swap & Share internazionale: 4 partecipanti della Società
- Swap & Share infra-business line: 2 partecipanti di e-distribuzione
- Mappatura Talent completata per 161 risorse nel Managerial Path e 492 risorse nel Professional Path
- Talent Scout: 4 vincitori di e-distribuzione
- Next Gen: 6 vincitori di e-distribuzione
- Womenel: 14 colleghe coinvolte in attività di shadowing

- 7 Retrospective sui team critici della survey 2024

Sviluppo Trasversale

Continua l'attività di monitoraggio continuo dei neoassunti negli anni 2022, 2023 e 2024, con l'obiettivo di favorirne lo sviluppo, garantire il loro coinvolgimento in attività di rilievo per il business e facilitare iniziative di *job rotation*.

Formazione Tecnica

Il piano di Formazione delle linee di business per l'anno 2025 ha visto un totale di oltre un milione di ore di formazione erogate di cui il 76% in presenza ed il 24% virtuale.

Grande attenzione è stata posta all'aggiornamento delle metodologie didattiche e del materiale d'aula per i colleghi che svolgono la formazione, con l'offerta a 72 colleghi che svolgono docenza, il percorso di Upskilling sulle tecniche di gestione d'aula, ingaggio on line e comunicazione efficace per un totale di circa 2.900 ore di formazione finanziata.

Particolare attenzione, anche nel 2025, è stata data alla formazione tecnica dei *blue collar* che fattorizza circa il 70% del piano formativo erogato.

Safety e Ambiente

Il piano di formazione 2025, in continuità con il programma intrapreso negli anni precedenti, è stato caratterizzato da diverse iniziative rivolte ad una popolazione aziendale diversificata. In particolare:

- il Progetto Safety Leadership rinominato **HSE Leadership**, ha voluto includere anche contenuti di natura ambientale e aspetti legati alla sostenibilità. Ognuno degli otto programmi ha voluto far acquisire una maggiore consapevolezza del proprio ruolo nella catena della Sicurezza attraverso l'analisi di casi pratici, ricostruzione di eventi realmente accaduti, sentenze della Cassazione. Questa formazione si è contraddistinta per l'interazione che si è creata con i partecipanti, per il coinvolgimento attivo e per le riflessioni nate durante le sessioni. Con circa 25.000 ore di formazione erogate sono state raggiunte più di 6.500 figure professionali.

Relazioni sindacali

Le relazioni industriali del Gruppo Enel nel corso dell'anno 2025 sono state orientate all'attuazione dei principali business driver in coerenza con il Piano industriale 2025-2027 che si basa sui pilastri strategici della redditività, flessibilità e resilienza; efficienza ed efficacia; sostenibilità finanziaria e ambientale ed è finalizzato a rafforzare il posizionamento di Enel come leader nella trasformazione del settore energetico e player unico e affidabile lungo tutta la catena del valore.

Nel merito, in via trasversale, per tutte le aree di business, le principali tematiche oggetto di interlocuzione sindacale hanno avuto ad oggetto l'implementazione di soluzioni volte a promuovere la razionalizzazione degli investimenti, la produzione di infrastrutture, prodotti e servizi finalizzati a massimizzare le performance e la focalizzazione sulle attività core anche mediante interventi di innovazione e digitalizzazione.

I primi mesi del 2025 sono stati contrassegnati da un proficuo confronto a livello di settore che ha consentito di sviluppare il negoziato in tempi brevissimi e di addivenire in data 11 febbraio 2025 al rinnovo del contratto collettivo del settore elettrico valido per il triennio 2025-2027, con la definizione di un quadro di regole e di condizioni economiche che salvaguardano il potere di acquisto e favoriscono un clima aziendale positivo.

Nel mese di luglio è stato sottoscritto con le Organizzazioni Sindacali Nazionali il verbale di rinnovo del Premio di Risultato valido per tutte le società del Gruppo Enel che prevede – come novità principali - un incremento del premio nel triennio 2025-2027 e l'estensione della forma di incentivazione collettiva a tutte le unità di business.

Sempre nel mese di luglio, è stato condiviso a livello sindacale nazionale un accordo in materia di welfare sanitario integrativo che prevede un programma di check up sanitario destinato a tutto il personale Enel o, in sostituzione, di un

familiare a carico da effettuarsi nel periodo 2025-2027 e una contribuzione straordinaria da destinare al FOPEN per il personale che non usufruisce del programma sanitario nel triennio.

Continuo e costruttivo è stato anche nel corso dell'anno 2025 il lavoro svolto dal Comitato Salute e Sicurezza di Gruppo su specifiche tematiche ed iniziative di competenza.

Si sono svolti, infine, numerosi confronti sindacali relativi a modifiche organizzative e di modello di funzionamento di interesse di diverse Aree di Business, Funzioni di Staff e Servizi.

Per quanto concerne e-distribuzione, nel corso del 2025, le relazioni industriali sono state impegnate nella gestione dei riflessi sul personale derivanti dall'attuazione del nuovo modello operativo, introdotto nel 2024 per rispondere alla crescente domanda di energia elettrica e alle sfide poste dalla transizione energetica e dai cambiamenti climatici.

Tale modello, finalizzato a rendere la rete più efficiente e resiliente, ha previsto tra le altre cose – con l'accordo sindacale nazionale del 19 settembre 2024 – una nuova articolazione dell'orario di lavoro del personale operativo, in grado di assicurare un presidio del servizio lungo tutto l'arco della giornata, una migliore distribuzione dei carichi di lavoro e un rafforzamento delle condizioni di sicurezza. L'accordo, che ha introdotto misure economiche migliorative e strumenti concreti per favorire la conciliazione vita-lavoro, ha consentito, già in fase di prima applicazione, la riduzione delle ore di straordinario, aumentando la prevedibilità dell'impegno lavorativo.

A supporto del cambiamento, l'azienda ha messo in campo - in linea con gli impegni assunti in sede sindacale - un piano di assunzioni di oltre 4.000 persone nel periodo 2022-2025 (di cui 686 realizzate nel corso del 2025) e ha confermato un importante piano di investimenti, pari a più di 16 miliardi di euro, nel triennio 2025-2027; oltre ad un rilevante piano di riqualificazione delle sedi per circa 86 milioni di euro nel periodo 2024-2027.

A partire dal mese di maggio del 2025, in occasione dell'estensione in e-distribuzione del nuovo orario di lavoro del personale Blue Team su scala nazionale, prevista dall'accordo del 19 settembre 2024, si è avviata una fase vertenziale con le Organizzazioni Sindacali attualmente in fase di composizione come convenuto in sede di conciliazione presso il Ministero del Lavoro.

In tale contesto, è stata rilanciata la collaborazione nell'ambito dell'Organismo Bilaterale Salute e Sicurezza, con particolare attenzione a progetti innovativi che integrano modelli di intelligenza artificiale per la prevenzione e la tutela della sicurezza sul lavoro.

Sicurezza sul lavoro

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

Formazione HSEQ

La formazione rappresenta uno degli strumenti centrali attraverso cui e-distribuzione promuove una cultura della sicurezza condivisa, diffusa e consapevole. Nel 2025 sono state erogate complessivamente 831.000 ore di formazione, con un'attenzione particolare ai neoassunti, ai quali è stato destinato il 45% del totale delle ore formative.

La quota prevalente delle ore di formazione erogate è riconducibile alla formazione obbligatoria, pari al 63% del totale. Le modalità di erogazione hanno privilegiato la formazione in presenza, che ha rappresentato l'80% delle ore complessivamente svolte, a conferma dell'importanza attribuita all'apprendimento esperienziale e al confronto diretto.

Nel corso dell'anno è stata garantita la piena conformità agli obblighi normativi vigenti, attraverso il monitoraggio continuo delle scadenze formative e il mantenimento delle abilitazioni necessarie allo svolgimento delle attività lavorative. A seguito

dell'entrata in vigore del nuovo Accordo Stato–Regioni, la periodicità dell'aggiornamento per la figura del preposto è stata ridefinita con cadenza biennale e il 99% del personale con qualifica di preposto è stato adeguato ai nuovi requisiti normativi. Al contempo, sono state realizzate iniziative mirate alla prevenzione di rischi specifici, tra cui l'estensione del percorso di gestione del rischio aggressione a tutto il personale operativo, mediante un video formativo realizzato internamente e fruito dal 72% del target coinvolto.

Un'attenzione particolare è stata dedicata anche al personale docente interno. Attraverso il corso Train the trainer sono stati rafforzati gli strumenti di gestione dell'aula, le tecniche di coinvolgimento e l'utilizzo di metodologie didattiche evolute, tra cui il ciclo di apprendimento esperienziale di Kolb. Parallelamente, il percorso di *upskilling* Docenti Gold è stato esteso a ulteriori 72 colleghi, raggiungendo complessivamente oltre 120 partecipanti.

Nel corso del 2025, infine, è stato completato lo sviluppo dei percorsi di formazione in ambito Salute, Sicurezza e Ambiente (HSE). A tutto il personale aziendale è stato assegnato un percorso formativo strutturato, definito sulla base del profilo di rischio del dipendente, dell'unità organizzativa di appartenenza e della mansione specifica ricoperta.

Stop Work Policy

È continuata, in occasione della condivisione di eventi *safety*, 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.

Specifici moduli formativi dedicati alla *Stop Work Policy* sono stati inseriti nei percorsi di *onboarding* del personale neoassunto, sia operativo sia impiegatizio, con richiami alle più recenti evoluzioni normative del D.Lgs. 81/08 e ai principi della cultura del Buddy Partner.

Stop for Safety (S4S)

In data 28 maggio e-distribuzione ha sospeso, per l'intera mattinata, tutte le attività programmate, sia del proprio personale sia delle Imprese appaltatrici, fermo restando la necessità di garantire la continuità del servizio elettrico. L'iniziativa "Stop for Safety", appuntamento ormai consolidato, è stata promossa con l'obiettivo di favorire la riflessione e il confronto sul tema della sicurezza. All'incontro hanno preso parte tutti i colleghi di e-distribuzione e delle Imprese appaltatrici: oltre 20.000 persone riunite in 104 sedi distribuite sull'intero territorio nazionale.

La giornata ha rappresentato un'importante occasione per ribadire l'impegno di e-distribuzione nella tutela della salute e della sicurezza sul lavoro, rafforzando i valori di inclusione e di cammino condiviso. Un percorso da alimentare attraverso il rispetto delle regole e delle procedure, ma anche mediante la consapevolezza e la responsabilità individuale, nella convinzione che ciascuno svolga un ruolo fondamentale per la propria sicurezza e per quella degli altri. L'occasione è stata propizia per rimarcare come la sicurezza è infatti un lavoro di squadra, una cultura da diffondere e consolidare nel tempo.

L'evento è stato caratterizzato da numerosi momenti di coinvolgimento attivo dei partecipanti: dalla visione di video tematici ed emozionali, seguita da un quiz con premiazione finale, alla condivisione di testimonianze sul palco da parte del personale di e-distribuzione e delle Imprese. Ampio spazio è stato dedicato anche a contributi esterni di particolare valore, come la testimonianza del Corpo Nazionale del Soccorso Alpino e Speleologico, con l'intervento del Vice Presidente in carica al momento dell'intervista - casualmente ex dipendente e-distribuzione oggi in pensione - che ha condiviso la propria esperienza nei settori del soccorso, della ricerca, della sicurezza e della protezione civile, suscitando interesse per le analogie, che ha potuto fare sulla scorta della propria esperienza lavorativa, in termini di comportamenti, azioni e procedure, con le attività messe in campo da e-distribuzione.

Nel corso della giornata è stato inoltre rinnovato il programma Safety Aforisma, iniziativa di ingaggio che invita i partecipanti a condividere riflessioni personali sul significato attribuito al concetto di "sicurezza". L'evento si è concluso con un impegno condiviso e rinnovato: proseguire il cammino della sicurezza nell'unico modo possibile, insieme.

Programma HSE Leadership

Nel corso del 2025, in continuità con il programma intrapreso negli anni precedenti per diffondere la cultura della sicurezza, sono state messe in campo numerose iniziative (con approfondimenti su tematiche ambientali oltre che safety) rivolte a diversi target aziendali:

- White collar, circa 2900 pax, con l'obiettivo di promuovere la cultura della sicurezza nel proprio contesto di attività quotidiane per agire un ruolo attivo nella catena della Sicurezza
- Capi e Vice Capi Blue Team, oltre che ai referenti HSE territoriali, circa 700pax, con l'obiettivo di incrementare la consapevolezza dei risvolti legali delle azioni con impatto sulla sicurezza svolte dai singoli, ognuno nel proprio ruolo, e di condividere un'analisi critica congiunta sugli infortuni FAT, LCA e HPO degli ultimi tre anni che avessero coinvolto il personale operativo interno
- Responsabili di secondo livello di AOR, circa 500 pax, con l'obiettivo di analizzare e correggere le scorciatoie mentali che possono essere prese ogni giorno, riconoscerne le conseguenze e approfondire tematiche ambientali rilevanti
- Neoassunti impiegati, circa 1200 pax, con l'obiettivo di rivolgersi ad un target sensibile come quello dei neoassunti cercando di rinforzare la cultura della Sicurezza e interdipendenza tra le varie funzioni
- Responsabili di 1 e 2 livello, circa 250 pax, con l'obiettivo di sensibilizzare il management di e-distribuzione sui temi ambientali e di sostenibilità, anche attraverso l'analisi di sentenze legali
- Tecnici e operativi, con l'obiettivo di raggiungere tutte le 89 UT per dedicare un momento più strutturato alla diffusione degli infortuni e dei near miss alle prime linee tramite due portavoce di rilievo come il capo AOR e il capo HSE di AOR

Inoltre, è stato effettuato un primo corso sugli aspetti Legali della Sicurezza per Enel Grids Italia, rivolto a circa 70 pax responsabili di 1 e 2 livello, con l'obiettivo di far acquisire la consapevolezza sugli aspetti legali connessi agli eventi safety e alle principali figure coinvolte attraverso l'analisi di sentenze della Cassazione. L'iniziativa proseguirà nel 2026.

È continuato l'impegno anche nei confronti delle Imprese; in particolare sono stati organizzati 12 incontri, uno per ciascuna Area Territoriale, ai quali sono state invitate tutte le Imprese qualificate per "rischio safety alto" operanti sulla singola Area. Obiettivo di tali incontri è stato quello di sensibilizzare il personale Impresa al fine di:

- rinforzare i principi di collaborazione tra committente e imprese appaltatrici/esecutrici nella gestione della «sicurezza» e della responsabilità condivisa;
- condividere un approccio proattivo nell'identificazione del rischio e delle azioni preventive in relazione alla sua gestione.

Gli incontri hanno visto la partecipazione di oltre 620 persone in rappresentanza di 216 Imprese.

Metodi di Lavoro, DPI e Attrezzature

È proseguita nel corso del 2025 l'attività generale di definizione ed aggiornamento delle linee guida in tema di Dispositivi di Protezione Individuale (DPI) ed attrezzature collegate agli aspetti di salute e sicurezza dei lavoratori, nonché di presidio delle relative attività di certificazione e omologazione, d'intesa con le altre unità coinvolte.

Sono stati redatti/aggiornati 8 Metodi di Lavoro, 28 Specifiche Tecniche Unificate, seguiti 136 processi di omologazione e definiti altrettanti requisiti di gara.

Si segnala in particolare un numero considerevole di sperimentazioni avviate nel 2025: scale doppie trasformabili a sfilo, scaleo a 3 gradini, trabattello e mini trabattello, guanti isolanti, vestiario resistente all'arco elettrico leggero, dispositivi indossabili contro il calore estivo, attrezzature per la movimentazione carichi (piattaforme livellanti, verricelli, martinetti, sollevatori a vuoto, carrelli, transpallet, ceste portabobine, paranchi a catena); nel corso del 2026 è prevista la diffusione delle specifiche e dei metodi di lavoro correlati.

In particolare, per quanto riguarda la movimentazione dei carichi è stata prevista una formazione specifica sugli aspetti safety della movimentazione manuale e dell'impiego delle apposite attrezzature.

HSE Update

È proseguita nel corso del 2025 la diffusione periodica degli HSE Update, documenti in cui vengono descritti ed analizzati gli eventi e gli indicatori d'interesse (Infortuni, Near Miss, Safety Observation, Eventi controllati, Non Conformità) in ambito Salute, Sicurezza e Ambiente.

Tali informative vengono condivise con cadenza in genere bi / trimestrale con tutto il personale di e-distribuzione e con tutte le Imprese operanti sulla nostra rete. Agli invii periodici, inoltre, si affiancano, laddove necessario, messaggi puntuali inviati nella immediatezza degli eventi,

Sulla base di quanto già fatto nel corso del 2024, anche nel 2025 la documentazione è stata arricchita con delle sezioni di approfondimento su temi specifici e con una sezione di sensibilizzazione che prevede la disponibilità di materiale video di ricostruzione di eventi infortunistici.

Progetto GoSafety - Piano di Comunicazione

Nel 2025 il piano di comunicazione di e-distribuzione in ambito HSEQ ha proseguito nel percorso di sviluppo e promozione di una cultura della sicurezza partecipata e proattiva, definendo e attuando iniziative finalizzate a rafforzare la tutela della salute e della sicurezza, il rispetto dell'ambiente e gli obiettivi di sensibilizzazione rivolti ai soggetti terzi, anche mediante l'attuazione di protocolli di collaborazione.

Il piano di comunicazione globale *GoSafety* ha incluso azioni di sensibilizzazione e di verifica della comprensione su molteplici tematiche, anche attraverso strumenti di ingaggio del personale, ossia quiz game e relativi momenti di premiazione. Parallelamente, sono state realizzate le azioni previste e recepite nel Piano di Comunicazione HSEQ di e-distribuzione per l'anno 2025, che ha visto proseguire la linea editoriale dedicata all'approfondimento, alla condivisione delle informazioni e alla sensibilizzazione del personale attraverso i canali di comunicazione interni.

In continuità con quanto avviato nel 2024, è proseguita inoltre la produzione di contenuti multimediali, tra cui video in formato 2D e 3D, dedicati alla ricostruzione di eventi infortunistici e alla presentazione di casi studio. Tali materiali sono stati oggetto di analisi e attività di sensibilizzazione rivolte a tutto il personale, interno ed esterno, contribuendo a confermare e rafforzare i risultati positivi conseguiti nell'anno precedente.

Una parte delle iniziative di sensibilizzazione è stata infine condivisa anche con le Imprese appaltatrici, attraverso format dedicati quali *HSE Update*. Numerose sono state, nel corso dell'anno, le pubblicazioni interne ed esterne, così come i rilanci sui canali social, incentrati sui temi della sicurezza, della sostenibilità e della prevenzione del rischio verso i terzi.

Attività di controllo cantieri

Nel corso del 2025, in linea con quanto già effettuato negli anni precedenti, si è proseguito con l'approccio "Total Quality", il cui focus è posto sulla qualità dei controlli, piuttosto che strettamente sui volumi, interpretando il controllo come il primo e più efficace momento di verifica della formazione ricevuta. Inoltre, particolare enfasi è stata data ai controlli eseguiti dai controllori esperti appartenenti alla famiglia HS ovvero dai controllori Terzi.

Anche nel corso del 2025, quindi, sono state date indicazioni, in particolare al personale HS di AOR e di UT, affinché nella gestione dei controlli fossero tenuti in considerazione i principi della Total Quality che, tra l'altro, richiedono una distribuzione uniforme dei controlli tra i soggetti osservati e nel tempo, nonché una maggiore ricorrenza di controllo sul

personale e sulle Imprese con performance meno brillanti. A dicembre 2025 risulta così controllato almeno una volta il 99,9% del personale e-distribuzione, con l'89,4% delle persone che hanno ricevuto almeno 3 controlli.

Dal punto di vista numerico, al 31 dicembre 2025 si registrano complessivamente circa 55.108 controlli eseguiti su personale e-d e Impresa, in aumento rispetto a quelli effettuati nello stesso periodo dello scorso anno (costante su personale e-d e lieve crescita su personale Impresa).

Per quanto riguarda la conformità rilevata dei cantieri, nel 2025 si registra una crescita del tasso di non conformità per il personale e-distribuzione, con un aumento dei cantieri non conformi (ovvero nei quali è stata rilevata almeno una Non Conformità [NC]) dal precedente 0,6% all'attuale 1,0%, rispetto al totale dei cantieri visitati. Si evidenzia inoltre un incremento delle NC di livello 3 (le più gravi), la cui detection (numero NC rispetto ai controlli eseguiti) è passata dallo 0,2% allo 0,6%.

Analogamente, è in crescita il dato relativo alle Imprese, con una percentuale di cantieri non conformi che passa del 6,8% dell'intero 2024 all'attuale 7,7%, anche se risulta in lieve decremento il tasso di NC di livello 3, la cui detection è passata dal 2,1% all'1,8%.

Dal punto di vista assoluto, anche nel 2025, la distribuzione delle NC complessivamente riscontrate vede una decisa prevalenza Impresa rispetto a quelle rilevate sul personale operativo di e-distribuzione (12,5% vs. 1,6%).

L'incremento della detection complessiva è sicuramente ascrivibile alle iniziative di professionalizzazione e sensibilizzazione dei controllori HS, ma anche ad una ulteriore iniziativa pilota, avviata nella seconda parte dell'anno, che ha visto l'esecuzione di controlli sui cantieri della singola AOR da parte di personale esperto di altre AOR. Tale iniziativa, che sarà resa stabile nel 2026, ha consentito di condividere e omogenizzare le modalità di controllo e fatto emergere degli spunti di miglioramento, prontamente gestiti.

A fronte delle singole non conformità gravi o ripetute (o eventi infortunistici) sono state avviate specifiche azioni immediate finalizzate a rimuovere la causa radice e, laddove ne sono ricorsi i presupposti, sono state intraprese le commisurate azioni di natura disciplinare o contrattuale.

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 per definire specifici piani di azione. In particolare, nel corso del 2025 è continuata l'iniziativa di Safety Coaching P2P che ha visto, presso i nostri Centri di Formazione, la partecipazione contemporanea di più Imprese (in genere 3) in modo da favorire uno scambio reciproco delle best practices.

Fatality Risk Index

Nel corso del 2025 è proseguito il processo di valutazione delle performance safety delle oltre 400 Imprese appaltatrici operanti sul territorio nazionale, basato sia sugli eventi infortunistici occorsi, sia sulle Non Conformità riscontrate in cantiere, tenendo conto anche delle ore lavorate da ciascun appaltatore.

In funzione dell'esito di tale valutazione sono state 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 2025 sono stati effettuati 229 Assessment (+66% rispetto al 2024), a fronte di criticità o per prima valutazione, mentre sono 8 le Imprese i cui lavori sono stati sospesi, totalmente o parzialmente a livello di Area, a seguito di Non conformità rilevanti o Infortuni Gravi o Fatali.

Iniziative Digitali in ambito HS

Nel corso dell'anno 2025 non sono state rilasciate in produzione nuove evolutive sulle applicazioni del perimetro HSEQ. Tuttavia, sono stati avviati e programmati diversi sviluppi il cui rilascio in produzione è previsto nel corso del 2026 relativamente ai seguenti sistemi:

- ADAM – miglioramento del processo di gestione dei capi lavati dalle lavanderie industriali
- Smart Control – miglioramento delle funzionalità legate all'utilizzo di e-site worksite ed alla gestione delle 5RO, a completamento delle funzionalità implementate nel corso del 2024-2025
- Me HSEQ Processes – interventi finalizzati a migliorare l'aderenza alle policy aziendali e l'efficienza operativa (creazione di ruolo specifico per la consultazione di report audit, generazione della bozza del report audit in formato word, modifiche di usability dell'applicazione)
- 5RO – evolutive di miglioramento dell'applicazione Web5RO sul monitoraggio del processo (notifiche mail, configurazione utenti impresa, export in background)
- E-site worksite - nuovo processo di consegna impianto digitalizzata e nuovo modello pre-job check

Nel corso del 2025 è stato sperimentato in UT Benevento l'utilizzo della App e-site worksite con AI5RO on-edge che permette di analizzare sul posto, sfruttando l'intelligenza artificiale, le fotografie catturate durante l'applicazione delle 5 Regole d'Oro, restituendo un feedback immediato all'operatore in base ai modelli IA scaricati nell'applicazione stessa. Nel 2026 è in previsione l'estensione della sperimentazione con il coinvolgimento di 1 Blue Team per ogni Area Operativa.

Nel secondo semestre 2025 è stato anche consolidato il piano di roll-out di Open Portal, con conseguente attivazione/migrazione da SCM di circa 100 contratti di appalto sui quali viene richiesto l'utilizzo di e-site worksite in sostituzione delle App VCPC ed App5RO, nonché l'utilizzo di SCAN-QCAN ed e-site controller ai fini delle attività di controllo in corso d'opera (sicurezza, ambiente, qualità e quantità). Per agevolare l'adozione dei suddetti applicativi, sono state organizzate ed erogate specifiche sessioni formative in presenza sulle AOR per condividere i nuovi sistemi digitali a supporto del processo con le strutture HSE e FRI, ma anche con i rappresentanti delle imprese appaltatrici coinvolte.

Andamento infortunistico e action plan a seguito analisi eventi

Nel corso del 2025 si sono verificati complessivamente 93 infortuni e si è registrata una ulteriore riduzione del Frequency Rate totale (rapporto tra infortuni e milioni di ore lavorate) che si è portato al valore di 1,10 rispetto al valore di 1,19 registrato nel 2024 (-9%).

In particolare, nel corso del 2025 si è purtroppo verificato un infortunio mortale ad un operativo di una impresa appaltatrice, per elettrocuzione durante l'esecuzione di attività edili in una Cabina Secondaria MT/BT.

Inoltre, si sono verificati 9 infortuni High Potential, di cui 2 a personale e-distribuzione di tipo elettrico e 7 a personale Impresa (2 di tipo elettrico e 5 di tipo impatto contro oggetti).

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.

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.

L'Organismo di Vigilanza 231 di e-distribuzione è stato 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 ha provveduto, invece, ad informare l'Organismo di Vigilanza 231 di Enel S.p.A.

Stakeholder e parti interessate

Nel corso del 2025, 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 e mediante l'utilizzo dei propri Centri di Formazione ed Addestramento.

Si è registrato un decremento complessivo degli eventi del 10% rispetto al 2024, accompagnato da un decremento del 20% degli incidenti fatali; in particolare, il maggior numero di eventi ha interessato le categorie del settore edile, settore elettrico, settore manutenzione del verde e cittadini. Anche per l'anno 2025 sono in fase di definizione ulteriori accordi con alcune associazioni di categoria e pubbliche amministrazioni al fine di intercettare quante più settori e persone comuni che possano essere interessati da questo tipo di eventi.

In tale contesto, nell'ambito del protocollo sottoscritto tra INAIL, Enel e le Organizzazioni di settore, nel corso dell'anno sono stati avviati e portati a compimento numerosi progetti. Tra questi, con specifico riferimento alle attività di comunicazione e sensibilizzazione sul rischio elettrico rivolte ai terzi, si segnala la realizzazione e la pubblicazione di brochure e roll-up dedicati ad alcuni settori di particolare interesse con trend infortunistici consistenti. Infine, sono state pubblicate alcune brochure in relazione al rischio elettrico redatte congiuntamente con Inail ed inerenti al settore costruzione ed agricolo.

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 i cd. "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";
- dei "Benefici ai dipendenti";
- 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” e del “Conto corrente intersocietario”, 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 2025 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 2024.

Milioni di euro			
	al 31 dicembre 2025	al 31 dicembre 2024	Variazione
Ricavi energia	7.506	7.054	452
Perequazione delta perdite positiva	-	(2)	2
Costo trasporto e acquisto energia	(2.386)	(2.204)	(182)
Perequazione delta perdite negativa	14	(5)	19
Margine trasporto energia	5.134	4.843	291
Altri ricavi	920	957	(37)
Altri proventi operativi	418	1.272	(854)
Altri ricavi e proventi operativi	1.338	2.229	(891)
Costo del lavoro	(602)	(606)	4
Materiali	(76)	(54)	(22)
Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi	(936)	(951)	15
Altri costi	(433)	(452)	19
Altri costi operativi	(2.047)	(2.063)	16
Margine operativo lordo	4.425	5.009	(584)
Ammortamenti e impairment	(1.479)	(1.460)	(19)
Risultato operativo	2.946	3.549	(603)
Oneri finanziari netti	(407)	(565)	158
Risultato prima delle imposte	2.539	2.984	(445)
Imposte	(750)	(602)	(148)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	1.789	2.382	(593)

Margine trasporto energia

Il Margine da trasporto energia, pari a euro 5.134 milioni, risulta in incremento rispetto a quello dell'esercizio precedente (euro 4.843 milioni). L'aumento, pari a euro 291 milioni, è riconducibile essenzialmente:

- all'incremento, pari a euro 452 milioni, dei ricavi energia determinato dall'aumento dei ricavi tariffari (pari a circa euro 582 milioni), dei ricavi trasporto energia riferiti all'esercizio precedente (pari a euro 64 milioni), e dei ricavi da abolizione *regulatory lag* (pari a euro 26 milioni). I suddetti impatti sono stati in parte attutiti dal peggioramento delle perequazioni, per complessivi euro 220 milioni, dovuto all'incremento dei meccanismi negativi di perequazione dei ricavi di distribuzione (per euro 195 milioni) e misura (per euro 45 milioni), in parte mitigati dall'impatto positivo sia della perequazione dei costi del servizio di trasmissione (per euro 16 milioni), che della perequazione dei costi acquisto energia per usi propri (per euro 4 milioni);
- all'effetto positivo complessivo, pari a euro 21 milioni, della perequazione delta perdite;
- all'aumento, pari a euro 182 milioni, del costo trasporto e acquisto energia, in conseguenza dell'incremento del costo del trasporto energia registrato nell'esercizio 2025 (pari a euro 184 milioni), del costo corrente di acquisto energia (pari a euro 4 milioni) e del costo del trasporto energia riferito all'esercizio precedente (pari a euro 1 milione), in parte compensati dalla riduzione del costo di acquisto energia dell'esercizio precedente (pari a euro 7 milioni).

Altri ricavi e proventi operativi

Gli Altri ricavi e proventi operativi, pari a euro 1.338 milioni (euro 2.229 milioni nel 2024), evidenziano un decremento di euro 891 milioni che deriva essenzialmente:

- dalla Plusvalenza da alienazione di partecipazioni in imprese controllate rilevata al 31 dicembre 2024, pari a euro 989 milioni, generata dall'operazione di vendita del 90% della partecipazione in Duereti S.r.l. ad A2A S.p.A, a valle del conferimento del ramo d'azienda di distribuzione energia in alcuni comuni della Lombardia alla Società Duereti S.r.l.;
- dalla riduzione dei contributi di connessione e altri diritti accessori, pari a euro 38 milioni;
- dal decremento dei Contributi da CSEA per i Titoli di efficienza energetica, pari a euro 22 milioni, per la riduzione dei volumi dei titoli acquistati nel 2025 rispetto all'esercizio precedente, oltre che per una leggera flessione del contributo tariffario;
- dal decremento dei Contributi in conto esercizio, pari a euro 13 milioni, per la presenza al 31 dicembre 2024 dell'incasso del rimborso dei costi operativi richiesto nell'istanza al Fondo per Adeguamento Prezzi di cui all'articolo 26, comma 4, lettera b), del cd. "Decreto Aiuti" presentata nell'esercizio 2023;
- dal decremento delle altre vendite e prestazioni, pari a euro 5 milioni.

Tali impatti sono stati in parte mitigati dall'incremento:

- degli Altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 165 milioni, essenzialmente per la rilevazione del premio per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di infrastrutture di distribuzione elettrica, ai sensi dell'art. 81 del TIQD (per euro 139 milioni) e la rettifica negativa apportata al 31 dicembre 2024 ai ricavi per reintegro OdS e OdR anni precedenti in seguito alla presentazione dell'istanza di partecipazione al meccanismo di reintegro previsto dalla delibera n. 119/22 ARERA (pari a euro 31 milioni);
- delle Penalità e altre rettifiche applicate a fornitori per inadempimento contrattuale (pari a euro 11 milioni).

Altri costi operativi

Gli Altri costi operativi, pari a euro 2.047 milioni (euro 2.063 milioni nel 2024), evidenziano un decremento complessivo di euro 16 milioni, riconducibile prevalentemente:

- alla riduzione degli Altri costi, pari a euro 19 milioni, data sostanzialmente:
 - dal decremento dei costi per TEE, pari a euro 23 milioni, determinato dai minori volumi di TEE acquistati nel 2025;
 - dalla diminuzione delle minusvalenze da alienazione, pari a euro 7 milioni;
 - dai minori accantonamenti ai fondi per rischi ed oneri, pari a euro 6 milioni.

Effetti in parte mitigati dall'aumento degli altri costi verso terzi, pari a euro 10 milioni, delle imposte e tasse, pari a euro 6 milioni e dei contributi e quote associative, per euro 2 milioni.

- al decremento delle Prestazioni di servizi e godimento beni di terzi, pari a euro 15 milioni, principalmente per:
 - la riduzione dei costi per manutenzioni e riparazioni (terzi), pari a euro 39 milioni;
 - il decremento dei costi per servizi per realizzazione di lavori e servizi su ordinazione, pari a euro 7 milioni;
 - la riduzione degli Altri costi per servizi (gruppo), pari a euro 5 milioni.

Tali impatti sono stati in parte mitigati:

- dall'aumento dei costi per servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale – Gruppo, pari a euro 18 milioni;
- dall'incremento dei costi per *management fee* e altri servizi di coordinamento, pari a euro 12 milioni;
- dai maggiori costi per Servizi informatici (gruppo), pari a euro 5 milioni.
- alla riduzione del Costo del lavoro, pari a euro 4 milioni, per le maggiori capitalizzazioni effettuate nel 2025, pari a euro 73 milioni, in parte compensate dall'aumento del costo del personale, pari a euro 69 milioni;

Tali effetti sono stati in parte compensati dall'incremento del costo dei Materiali, pari a euro 22 milioni, essenzialmente per l'incremento degli acquisti di materiali, compreso l'effetto della variazione delle rimanenze, complessivamente pari a euro 190 milioni, in parte mitigato dalle maggiori capitalizzazioni effettuate nell'esercizio 2025 pari a circa euro 168 milioni.

Margine operativo lordo

Il Margine operativo lordo (euro 4.425 milioni) presenta un decremento di euro 584 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 5.009 milioni) per la riduzione degli Altri Ricavi e proventi operativi, pari a euro 891 milioni, in parte compensata dall'aumento del Margine Trasporto Energia, pari a euro 291 milioni, e dalla riduzione degli Altri costi operativi, pari a euro 16 milioni.

Ammortamenti e Impairment

Gli Ammortamenti e Impairment, pari al 31 dicembre 2025 a euro 1.479 milioni, mostrano un incremento di euro 19 milioni rispetto all'esercizio precedente (euro 1.460 milioni), in conseguenza delle maggiori Svalutazioni dei crediti commerciali, altri crediti e altre attività, pari a euro 25 milioni, in parte compensate dalla riduzione degli Ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 6 milioni.

Risultato operativo

L'esercizio 2025 chiude con un Risultato operativo di euro 2.946 milioni, in riduzione di euro 603 milioni rispetto al 2024 (pari a euro 3.549 milioni). Tale variazione è la conseguenza del decremento del Margine Operativo Lordo, per euro 584 milioni, e dei maggiori Ammortamenti e impairment, per euro 19 milioni.

Oneri finanziari netti

Gli Oneri finanziari netti, pari a 407 milioni al 31 dicembre 2025 (euro 565 milioni al 31 dicembre 2024) accolgono Proventi finanziari per euro 69 milioni (euro 79 milioni al 31 dicembre 2024) e Oneri finanziari per euro 476 milioni (euro 644 milioni al 31 dicembre 2024).

Imposte

Le Imposte sul reddito, al 31 dicembre 2025, sono pari a euro 750 milioni (euro 602 milioni al 31 dicembre 2024).

Esse incidono sul risultato ante imposte per il 29,54% (20% al 31 dicembre 2024).

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte, rispetto all'anno precedente, è principalmente riconducibile alla tassazione in regime PEX, nell'esercizio 2024, della plusvalenza realizzata nell'ambito della cessione della partecipazione detenuta in Duereti S.r.l. in parte compensata dal minor utile ante imposte rilevato nel 2025 rispetto all'anno precedente.

Risultato netto

Il Risultato netto del 2025 risulta pari a euro 1.789 milioni (euro 2.382 milioni nel 2024).

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 2025, redatto secondo lo schema di legge, e confrontando lo stesso con i dati al 31 dicembre 2024.

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	Variazione
Attività Immobilizzate Nette:	23.359	20.450	2.909
Immobili, impianti e macchinari	25.672	23.160	2.512
Attività immateriali	467	498	(31)
Partecipazioni	137	137	-
Altre Attività non correnti	134	63	71
Passività contrattuali	(2.508)	(2.810)	302
Altre passività non correnti	(543)	(598)	55
Capitale Circolante Netto:	(3.015)	(2.589)	(426)
Rimanenze	642	757	(115)
Crediti commerciali	4.441	4.317	124
Altre attività	76	88	(12)
Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	(3.175)	(3.415)	240
Posizione tributaria netta	(230)	(183)	(47)
Debiti commerciali	(1.956)	(1.593)	(363)
Passività contrattuali	(1.688)	(1.432)	(256)
Altre passività correnti	(1.125)	(1.128)	3
Capitale investito lordo	20.344	17.861	2.483
Fondi Diversi e Imposte Anticipate Nette:	677	662	15
Benefici ai dipendenti	(209)	(214)	5
Fondo rischi ed oneri	(257)	(330)	73
Attività per Imposte anticipate nette	1.143	1.206	(63)
Capitale Investito Netto	21.026	18.523	2.503
Patrimonio netto	8.707	6.889	1.818
Indebitamento finanziario netto	(12.319)	(11.634)	(685)

Attività immobilizzate nette

Le Attività immobilizzate nette (euro 23.359 milioni) mostrano un incremento di euro 2.909 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 (euro 20.450 milioni), derivante dall'incremento degli Immobili, impianti e macchinari (euro 2.512 milioni) e delle Altre attività non correnti (euro 71 milioni), nonché dal decremento delle Passività contrattuali non correnti (euro 302 milioni) e delle Altre passività non correnti (euro 55 milioni). Tali impatti sono stati in parte mitigati dal decremento delle Attività immateriali (euro 31 milioni).

L'incremento degli Immobili, impianti e macchinari, pari a euro 2.512 milioni, riflette:

- per euro 2.529 milioni, la variazione in aumento intervenuta negli immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, per effetto degli investimenti dell'anno (pari a euro 4.217 milioni) e dei maggiori acconti e anticipi versati a fronte di futuri acquisti di cespiti e/o per la realizzazione di asset (euro 14 milioni), parzialmente compensati dagli

ammortamenti (pari a euro 1.267 milioni), dalla quota di contributi pubblici portata a riduzione dei nuovi impianti entrati in esercizio (pari a euro 404 milioni), dalle dismissioni del periodo (euro 26 milioni) e dalla riclassifica, tra le “Attività destinate alla vendita”, del valore degli asset riferiti al centro urbano del comune di Nola che saranno ceduti alla società S.N.I.E. S.p.A. nel corso del 2026 (euro 5 milioni);

- per euro 17 milioni, la riduzione delle attività materiali in leasing, per effetto degli ammortamenti del periodo (pari a euro 77 milioni) e delle dismissioni (pari a euro 7 milioni), compensati in parte dagli investimenti effettuati nell'esercizio 2025 (pari a euro 67 milioni).

L'aumento delle Altre attività non correnti, pari a euro 71 milioni, è riconducibile essenzialmente alla rilevazione dei crediti verso CSEA esigibili oltre i 12 mesi relativi alla premialità del 10% sui contributi pubblici incassati (pari a euro 59 milioni) e all'iscrizione di un credito verso l'Agenzia delle Entrate in seguito al pagamento, in via provvisoria e in pendenza del giudizio tributario, delle somme iscritte a ruolo per imposta di registro, liquidata sulla sentenza del Tribunale di Roma riferita ad un giudizio con un trader, e per relative sanzioni (complessivamente pari a euro 12 milioni).

Il decremento delle Passività contrattuali non correnti, pari a euro 302 milioni, è connesso:

- alla riduzione di euro 314 milioni dei risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori, per effetto dei rilasci della quota di competenza dell'esercizio (pari a euro 570 milioni) e della riclassifica, nelle passività contrattuali correnti, della quota a breve (pari a euro 48 milioni). Tale impatto risulta in parte compensato dall'incremento derivante dalle nuove connessioni “over time” realizzate nell'esercizio 2025 (pari a euro 301 milioni) e da altri movimenti (pari a euro 3 milioni);
- all'incremento, pari a euro 12 milioni, dei risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulle reti di proprietà della Società.

La riduzione delle Altre passività non correnti, pari a euro 55 milioni, è principalmente collegata al decremento dei *fair value* negativi dei derivati passivi di CFH su tasso di interesse non correnti (per euro 34 milioni), dei risconti passivi per contributi da enti pubblici per i rilasci del periodo (pari a euro 18 milioni) e del debito per altri piani di ristrutturazione e per incentivi all'esodo (per euro 5 milioni), in parte compensati dall'aumento degli acconti su contributi pubblici esigibili oltre i 12 mesi, in seguito all'incasso dell'anticipo del 10% sui progetti PNRR “Incremento Resilienza Marche e Lazio” (pari a euro 3 milioni).

Il decremento delle Attività immateriali, pari a euro 31 milioni, deriva sostanzialmente dagli ammortamenti dell'esercizio, pari a euro 104 milioni, parzialmente compensati dagli investimenti, pari a euro 73 milioni.

Capitale circolante netto

Il Capitale circolante netto, negativo per euro 3.015 milioni, mostra un incremento di euro 426 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 (negativo per euro 2.589 milioni). Tale variazione è la diretta conseguenza dell'aumento dei Debiti commerciali (pari a euro 363 milioni), delle Passività contrattuali (pari a euro 256 milioni) e della Posizione tributaria netta negativa (pari a euro 47 milioni) oltre che della riduzione delle Rimanenze (pari a euro 115 milioni) e delle Altre attività (pari a euro 12 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dal decremento dei Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 240 milioni) e delle Altre passività correnti (pari a euro 3 milioni) oltre che dall'aumento dei Crediti commerciali (pari a euro 124 milioni).

L'incremento dei Debiti commerciali, (pari a euro 363 milioni), è strettamente riconducibile all'aumento sia dei debiti verso terzi (euro 346 milioni) che di quelli verso società del gruppo (euro 17 milioni).

L'aumento delle Passività contrattuali (pari a euro 256 milioni) è sostanzialmente collegato all'aumento degli acconti sui contributi per allacciamenti e aumenti di potenza richiesti dalla clientela e in corso di ultimazione (euro 200 milioni), della quota dei risconti passivi su contributi dalla clientela che sarà riversata a Conto Economico nei successivi 12 mesi (euro 48 milioni), delle "Contract liabilities" (euro 3 milioni) e della quota di risconti passivi relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica sulla infrastruttura elettrica (IRU) che sarà riversata a Conto Economico entro i 12 mesi successivi (euro 3 milioni).

L'incremento della Posizione tributaria netta negativa (pari a euro 47 milioni) è la diretta conseguenza della rilevazione della stima delle imposte del 2025 che ha comportato un incremento sia del debito per IRES (pari a euro 46 milioni) sia del debito per IRAP (pari a euro 23 milioni). Tale impatto è stato in parte mitigato dall'incremento del credito netto per IVA, pari complessivamente a euro 22 milioni.

Il decremento delle Rimanenze (pari a euro 115 milioni) è essenzialmente collegato agli acquisti di materiale destinato ai progetti PNRR e Repower EU, rilevati tra le immobilizzazioni materiali in corso, e al decremento degli acquisti di materiali per la misura, a seguito della progressiva riduzione delle attività di sostituzione massiva dei contatori, in parte compensati dai maggiori volumi di consegne di materiale per la rete ricevute nell'anno 2025 rispetto a quanto registrato nell'esercizio precedente.

La riduzione delle Altre attività (pari a euro 12 milioni) è principalmente dovuta al decremento dei crediti diversi verso terzi, pari a euro 30 milioni (sostanzialmente a seguito dell'incasso di euro 25 milioni del credito verso Duereti per il conguaglio da conferimento e la riduzione dei crediti verso le imprese assicuratrici per avvenuto incasso (pari a euro 7 milioni) e al decremento degli anticipi a fornitori (pari a euro 3 milioni). Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dall'incremento dei risconti attivi relativi a premi assicurativi (per euro 12 milioni);
- dall'aumento degli anticipi a terzi, pari a euro 5 milioni, principalmente per l'aumento del deposito presso il GME per l'acquisto di TEE (pari a euro 4 milioni);
- dall'incremento delle attività finanziarie correnti, pari a euro 4 milioni (pari al 31 dicembre 2025 a euro 8 milioni e al 31 dicembre 2024 a euro 4 milioni) per la riclassifica, dalle attività finanziarie non correnti, del derivato attivo a FVTPL sulle opzioni put/call a prezzo fisso in essere per la cessione della partecipazione in Duereti e l'aggiornamento del relativo *fair value* (per complessivi euro 7 milioni), in parte mitigato dalla riduzione del *fair value* delle coperture di CFH da rischio tasso correnti (pari a euro 3 milioni).

Il decremento dei Debiti netti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (pari a euro 240 milioni), è essenzialmente dovuto all'aumento dei debiti per componenti ed oneri di sistema (euro 520 milioni), dei debiti per penali e indennità sulla continuità del servizio (euro 82 milioni), dei debiti per penali resilienza (euro 5 milioni) e per l'aumento degli altri crediti verso CSEA (euro 54 milioni) e dei crediti per Reintegro OdS versati e non riscossi (euro 1 milione). Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dall'incremento dei debiti per perequazione (euro 356 milioni) e degli altri debiti verso CSEA (euro 2 milioni) oltre che dalla riduzione dei crediti per premi sulla continuità del servizio (euro 30 milioni), dei crediti per perequazioni (euro 19 milioni), dei crediti per premi resilienza (euro 5 milioni), dei crediti per TEE (euro 3 milioni) e dei maggiori impairment (euro 7 milioni).

La riduzione delle Altre Passività correnti (pari a euro 3 milioni) deriva principalmente dal decremento dei depositi cauzionali da clienti (euro 23 milioni) e dei debiti verso terzi (euro 7 milioni). Tali effetti sono stati in parte mitigati dall'incremento dei debiti verso clienti, pari a euro 25 milioni e degli acconti su contributi pubblici, pari a euro 7 milioni.

L'incremento dei Crediti commerciali (pari a euro 124 milioni) deriva, per euro 239 milioni, dall'incremento dei crediti da abolizione regulatory lag. Tale impatto è stato parzialmente mitigato dalla riduzione dei crediti commerciali per trasporto e altre prestazioni pari, complessivamente, ad euro 115 milioni.

Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette

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

Milioni di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	(209)	(214)	5
Fondo rischi e oneri futuri	(257)	(330)	73
Imposte anticipate nette:	1.143	1.206	(63)
<i>Passività per imposte differite</i>	(18)	(10)	(8)
<i>Attività per imposte anticipate</i>	1.161	1.216	(55)
Totale	677	662	15

L'incremento del valore positivo della voce Fondi diversi e Imposte Anticipate Nette, pari complessivamente a euro 15 milioni, è dovuto al decremento:

- del Fondo rischi e oneri futuri, per complessivi euro 73 milioni, per gli utilizzi e gli altri movimenti (euro 135 milioni) e i rilasci (pari a euro 12 milioni), parzialmente compensati dagli accantonamenti dell'esercizio (pari a euro 74 milioni);
- dei Benefici ai dipendenti, pari a euro 5 milioni.

Tali impatti sono stati in parte compensati dal decremento delle Attività per Imposte anticipate nette, pari a euro 63 milioni, in conseguenza:

- della riduzione delle Attività per Imposte Anticipate, pari a euro 55 milioni, principalmente collegata alla movimentazione intervenuta nell'esercizio 2025 nei risconti passivi sui contributi alla clientela stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15, nei fondi rischi e oneri e nella differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli riconosciuti ai fini fiscali (effetti complessivamente pari a euro 43 milioni) e alla rilevazione della sopravvenienza da liquidazione imposte (pari a euro 12 milioni);
- all'incremento delle Passività per imposte differite, pari a euro 8 milioni, per le variazioni intervenute nei *fair value* dei derivati attivi di copertura CFH da rischio tasso.

Capitale investito netto

Il Capitale investito netto, pari a 21.026 euro milioni (euro 18.523 milioni al 31 dicembre 2024), risulta finanziato da mezzi propri per euro 8.707 milioni e da mezzi di terzi per euro 12.319 milioni.

Patrimonio Netto

Il Patrimonio netto ammonta ad euro 8.707 milioni e risulta in aumento di euro 1.818 milioni rispetto al 31 dicembre 2024 (pari a euro 6.889 milioni). La variazione in aumento è sostanzialmente determinata dal risultato dell'esercizio, per euro 1.789 milioni, dall'incremento della riserva positiva da Valutazione di strumenti finanziari di cash flow hedge, pari a euro

25 milioni e degli Utili/(Perdite) accumulati, per euro 3 milioni, oltre che dalla riduzione della riserva negativa di Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro 2 milioni.

Indebitamento finanziario netto

L'Indebitamento finanziario netto, pari a euro 12.319 milioni, è costituito dai Finanziamenti a lungo termine (euro 11.018 milioni), dal Finanziamento a breve (euro 1.500 milioni), parzialmente compensati dalle Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario intrattenuto verso Enel Italia (positivi per euro 113 milioni) e dalle Attività finanziarie (euro 86 milioni), come di seguito esposto:

Milioni di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	Variazione
Indebitamento a breve termine	(1.918)	(1.389)	(529)
Quota corrente Mutui BEI	(225)	(197)	(28)
Quota corrente Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(89)	(89)	-
Quota corrente finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(24)	(26)	2
Quota corrente finanziamenti v/Enel Produzione per contratti di Leasing	-	(1)	1
Quota corrente finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(41)	(38)	(3)
Quota corrente finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(194)	(97)	(97)
Disponibilità liquide e conto corrente intersocietario	113	1.017	(904)
Finanziamento a breve termine v/Enel Italia	(1.500)	(2.000)	500
Attività finanziarie correnti	42	42	-
Indebitamento a m/l termine	(10.401)	(10.245)	(156)
Mutui BEI	(2.627)	(2.601)	(26)
Mutui Cassa Depositi e Prestiti	(378)	(268)	(110)
Mutui Intesa*	(6)	(6)	-
Mutuo Citibank-EIFO	(219)	-	(219)
Finanziamento a medio/lungo termine v/Enel Italia	(7.059)	(7.253)	194
Finanziamenti v/Enel Italia per contratti di Leasing	(87)	(95)	8
Finanziamenti v/terzi per contratti di Leasing	(69)	(95)	26
Attività finanziarie non correnti	44	73	(29)
Indebitamento finanziario netto	(12.319)	(11.634)	(685)

Esso presenta un incremento, rispetto allo scorso esercizio, pari a euro 685 milioni, determinato dall'aumento dell'indebitamento netto sia a breve termine (pari a euro 529 milioni) che a medio e lungo termine (pari a euro 156 milioni).

L'aumento dell'indebitamento netto a breve termine, pari a euro 529 milioni, è essenzialmente determinato dalla riduzione del saldo positivo delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 904 milioni, e dall'aumento delle quote correnti dei finanziamenti medio/lungo termine, pari a complessivi euro 125 milioni, in parte mitigati dalla riduzione del finanziamento a breve verso Enel Italia, pari a euro 500 milioni.

Il decremento del saldo positivo delle disponibilità liquide e del conto corrente intersocietario, pari a euro 904 milioni, deriva dai seguenti principali effetti:

- maggiore spesa in investimenti rispetto all'anno precedente pari a euro 773 milioni;
- minori incassi dei progetti finanziati da enti pubblici e/o organismi comunitari, pari complessivamente a euro 667 milioni;
- aumento dei rimborsi sia delle quote dei finanziamenti a lungo termine, pari a euro 108 milioni, che delle quote dei finanziamenti per contratti di leasing, pari a euro 27 milioni;

- rimborso della linea di finanziamento di tipo revolving sul c/c intersocietario, pari a euro 2.000 milioni, effettuato nel mese di luglio 2025, parzialmente mitigato dall'incasso della nuova linea di credito revolving, pari a euro 1.500 milioni, ottenuta sempre nello stesso mese.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati:

- dalle maggiori erogazioni di nuovi finanziamenti a medio/lungo termine, complessivamente pari a euro 430 milioni;
- dai minori oneri finanziari netti rilevati, pari ad euro 157 milioni;
- dalle maggiori disponibilità liquide, pari a euro 48 milioni, tenute a disposizione per l'acquisto di crediti fiscali perfezionato i primi giorni di gennaio 2026;
- dai minori pagamenti netti effettuati nell'esercizio 2025 verso CSEA, pari complessivamente a euro 501 milioni, in parte in conseguenza della nuova tempistica di regolazione dei saldi di perequazione ricavi distribuzione e misura introdotta dalla delibera 163/2023/R/com.

L'incremento delle quote correnti dei finanziamenti medio/lungo termine, pari a euro 125 milioni, è principalmente dovuto:

- alla riclassifica, dalla voce Finanziamenti a lungo termine, della quota di finanziamenti bancari verso istituti bancari in scadenza entro i prossimi 12 mesi (pari a euro 314 milioni), parzialmente compensata dai rimborsi effettuati nell'esercizio 2025 (pari a euro 286 milioni);
- alla riclassifica, dalla voce Finanziamenti a lungo termine, della quota di finanziamenti verso controllante in scadenza entro i prossimi 12 mesi (pari a euro 194 milioni) parzialmente compensata dai rimborsi effettuati nell'esercizio 2025 (pari a euro 97 milioni);
- all'iscrizione di nuovi finanziamenti da leasing esigibili entro i 12 mesi (pari a euro 22 milioni) e la riclassifica, dalla voce "Finanziamenti a lungo termine" della quota di finanziamenti da leasing in scadenza entro i 12 mesi, pari a euro 1 milione; effetti in parte mitigati dai pagamenti delle quote dei leasing a breve effettuati nell'esercizio 2025 (pari a euro 22 milioni).

La riduzione del finanziamento a breve termine verso Enel Italia, pari a euro 500 milioni, è conseguenza della nuova linea di finanziamento di tipo revolving, di euro 1.500 milioni, ricevuta nel mese di luglio 2025, in sostituzione della precedente linea di finanziamento revolving di euro 2.000 milioni scaduta nello stesso mese.

L'incremento dell'indebitamento a medio e lungo termine, pari a complessivi euro 156 milioni, è generato dall'aumento dei finanziamenti a medio e lungo termine, pari complessivamente a euro 127 milioni, e dal decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 29 milioni.

In particolare, l'aumento dei finanziamenti a medio e lungo termine, pari a euro 127 milioni, è dovuto all'ottenimento:

- di una nuova tranche del finanziamento BEI destinato al supporto del piano degli investimenti di e-distribuzione per il periodo 2024-2026, per un valore nominale pari a euro 250 milioni;
- di un finanziamento per cassa a medio-lungo termine da Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., per un valore nominale pari a euro 200 milioni;
- di un prestito da Citibank a sostegno delle esigenze finanziarie emerse dal piano degli investimenti, per un valore nominale pari a euro 230 milioni.

Tali impatti sono stati in parte compensati:

- dalla riduzione, di euro 314 milioni, dei finanziamenti bancari verso terzi per la riclassifica, nella voce "Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine", delle quote che dovranno essere pagate nei successivi 12 mesi;

- dalla riduzione, di euro 194 milioni, dei finanziamenti verso la controllante per la riclassifica, nella voce “Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine”, della quota che dovrà essere rimborsata entro i prossimi 12 mesi;
- dal decremento, di euro 34 milioni, dei finanziamenti per leasing, per effetto dei pagamenti dell’esercizio (pari a euro 78 milioni) e della riclassifica della quota corrente dei finanziamenti da leasing (pari a euro 1 milione), in parte mitigati dall’iscrizione di nuovi finanziamenti da leasing (pari a euro 44 milioni) e da altri movimenti positivi (pari a euro 1 milione);
- dall’impatto negativo, pari a euro 11 milioni, dei costi di transazione (spese accessorie, commissioni) riferiti ai nuovi finanziamenti ottenuti nell’esercizio 2025, contabilizzati a riduzione del loro valore nominale.

Il decremento delle attività finanziarie non correnti, pari a euro 29 milioni, è invece essenzialmente derivante dalla riclassifica, nei “Crediti finanziari e titoli a breve termine”, della quota a breve termine del credito per il rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei misuratori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici.

Prevedibile evoluzione della gestione

L'esercizio 2025 si inserisce nel periodo regolatorio tariffario 2024-2031 definito dalle delibere ARERA:

- n. 163/2023/R/com e n. 497/2023/R/com (Testo integrato TIROSS);
- n. 614/2021/R/com (TIWACC) e n. 513/2024/R/com;
- n. 616/2023/R/eel con cui sono stati approvati i nuovi testi integrati tariffe (TIT), misura (TIME) e connessioni (TIC);
- n. 617/2023/R/eel.

Per i dettagli si rimanda alla sezione "Quadro normativo e tariffario".

In materia di perdite di rete e relativi meccanismi di perequazione, con la delibera n. 430/2025, ARERA ha confermato per l'anno 2026 l'attuale regolazione (risalente alla delibera n. 117/2022 successivamente prorogata) e rinviato al 2027 l'entrata in vigore della nuova disciplina del *Settlement*, comprensiva dell'approvvigionamento dell'Energia Residua (ER) da parte dei gestori di rete.

Nel corso del 2026, con il coinvolgimento degli stakeholder, ARERA definirà il dettaglio applicativo dei meccanismi regolatori delineati con le delibere n. 325/2024 e n. 40/2025 e con il documento di consultazione n. 268/2025.

Per quanto attiene alla **gestione operativa**, nel 2026 la Società conferma il suo impegno incentrato sulla *customer centricity*, con l'obiettivo di esercire una rete elettrica di distribuzione sempre più flessibile, integrata, resiliente e con i migliori standard di qualità del servizio possibili attraverso investimenti sugli asset, digitalizzazione e dati, sviluppo delle capacità industriali e *insourcing*.

Relativamente al **Piano Investimenti**, nel 2026 la Società prevede un ulteriore incremento dei già elevati livelli di investimento del 2025, 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 e l'ottimale gestione dei flussi di energia immessa nelle reti.

Verrà, pertanto, ulteriormente rafforzato il ruolo dell'infrastruttura elettrica 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.

Sul tema della resilienza, si proseguirà con la realizzazione dell'attuale piano di interventi finalizzato ad incrementare la resilienza delle reti a fronte dei principali fattori di rischio identificati (manicotto di ghiaccio, ondate di calore, tempeste di vento con caduta piante).

Nel 2026 proseguirà il **piano di installazione dei contatori 2G**, in sostituzione dei contatori di prima generazione, con un volume previsto di circa 1,2 milioni di contatori 2G nel corso dell'anno.

Con riferimento al tema relativo all'**Osservabilità della Generazione Distribuita** (GD) da parte di Terna, la nuova delibera ARERA n. 340/2025/E/eel, ha imposto ai produttori inadempienti di provvedere con l'adeguamento dei propri impianti. Considerato che e-distribuzione deve garantire gli allestimenti degli impianti primari e secondari anche a valle di eventuali richieste di adeguamento da parte di tutti i produttori ancora inadempienti, la Società continuerà anche nel 2026 tutte le relative opere di predisposizione in Cabina Primaria e in Cabina Secondaria.

Nel 2026 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 materia di **Piano Nazionale Ripresa e Resilienza** è in fase di completamento la realizzazione degli interventi previsti nei progetti ammessi al finanziamento, che consentirà di raggiungere gli obiettivi tecnici prefissati. 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.

Per quanto riguarda, invece, i progetti di elettrificazione dei consumi, l'obiettivo complessivo è aumentare la potenza a disposizione dei cittadini per oltre sei milioni di abitanti.

In merito al progetto **REPowerEU**, è iniziata la fase di pianificazione degli interventi previsti nei progetti ammessi al finanziamento la cui realizzazione, in parte già avviata, consentirà di raggiungere gli obiettivi tecnici prefissati per la conclusione di tutti i progetti nel 2026.

Nell'ambito della **Programmazione Regionale 2021-2027**, le tipologie di intervento, che costituiranno le progettualità a valere sul Risultato Specifico Operativo - RSO 2.3 "Sviluppare sistemi, reti e impianti di stoccaggio energetici intelligenti al di fuori dell'RTE-E (FESR)", prevedono interventi di potenziamento infrastrutturale e di digitalizzazione della rete (implementazione delle «Smart Grid») sostenendo l'integrazione delle fonti energetiche rinnovabili e l'elettrificazione dei consumi finali.

Gli interventi rientranti nella Programmazione Regionale 2021-2027 devono essere conclusi entro il 31 dicembre 2029.

Si prevede l'emissione dell'Avviso Pubblico per la partecipazione al finanziamento a valere sul RSO 2.3 della Programmazione Regionale 2021-2027 nel corso del primo semestre del 2026 con una dotazione finanziaria complessiva pari a circa euro 80 milioni.

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, dei cambi, 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 e sono essenzialmente connesse ad iniziative relative a Progetti Finanziati; le principali sono evidenziate nel paragrafo "Andamento operativo – Progetti Finanziati".

Sedi secondarie

La Società non ha svolto la propria attività in sedi secondarie nel corso dell'esercizio.

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 2025 sono in essere in via indiretta, tramite accordi con la controllante Enel Italia S.p.A., strumenti finanziari derivati a copertura del rischio di tasso di interesse e del 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 di cambio euro/dollaro statunitense connesso alle operazioni di 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. 47 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. 53 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. 55 del Bilancio di esercizio.

Esonero dalla rendicontazione di sostenibilità

La Società è esonerata dalla redazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'articolo 7 del D.Lgs. n. 125/2024. Pur tuttavia, è disponibile sul sito internet www.enel.com la rendicontazione consolidata della controllante Enel S.p.A. con sede in Roma in V.le Regina Margherita, 137 redatta ai sensi dell'articolo 4 del sopra citato decreto.

Copia della Rendicontazione consolidata di sostenibilità della controllante Enel S.p.A. sarà depositata, nei termini di legge, presso il registro delle imprese della Società.

Bilancio d'esercizio

Conto Economico

Euro	Note	2025	2024
Ricavi e altri proventi operativi			
Ricavi	7	8.426.379.186	8.010.484.769
Altri proventi operativi	8	417.611.113	1.270.963.426
	<i>[SubTotale]</i>	8.843.990.299	9.281.448.195
Costi			
Materie prime e materiali di consumo	9	970.289.324	783.279.042
Servizi	10	3.311.076.430	3.138.782.931
Costo del personale	11	1.214.278.534	1.146.312.266
Ammortamenti e Impairment	12	1.478.586.304	1.460.105.597
Altri costi operativi	13	418.892.807	457.244.508
Costi per lavori interni capitalizzati	14	(1.495.693.481)	(1.252.900.139)
	<i>[SubTotale]</i>	5.897.429.918	5.732.824.205
		2.946.560.381	3.548.623.990
Risultato operativo			
Proventi finanziari da contratti derivati	16	16.338.260	33.151.184
Altri proventi finanziari	17	52.243.283	46.156.796
Oneri finanziari da contratti derivati	16	5.772.991	82.361
Altri oneri finanziari	17	470.475.703	644.314.466
	<i>[SubTotale]</i>	(407.667.151)	(565.088.847)
		2.538.893.230	2.983.535.143
Risultato prima delle imposte			
Imposte	18	750.097.243	601.561.141
		1.788.795.987	2.381.974.002
Risultato delle <i>continuing operation</i>			
		-	-
Risultato delle <i>discontinued operation</i>			
		-	-
Utile (perdita) dell'esercizio			
		1.788.795.987	2.381.974.002

Prospetto di Conto Economico complessivo

Euro	Note	2025	2024
Risultato netto dell'esercizio		1.788.795.987	2.381.974.002
Altre componenti di conto economico complessivo riclassificabili a conto economico			
Quota efficace delle variazioni di <i>fair value</i> della copertura di flussi finanziari	33	24.786.480	(31.030.226)
	<i>[Subtotale]</i>	24.786.480	(31.030.226)
Altre componenti di conto economico complessivo non riclassificabili a conto economico			
Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti	33	2.320.376	3.695.827
	<i>[Subtotale]</i>	2.320.376	3.695.827
Utili/(perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto nell'esercizio	33	27.106.856	(27.334.399)
Utile/(perdita) complessivo dell'esercizio		1.815.902.843	2.354.639.603

Stato Patrimoniale

Euro	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
ATTIVITA'			
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	19-20	25.671.500.999	23.160.222.593
Attività immateriali	21	467.055.408	498.159.101
Attività per imposte differite	22	1.160.715.189	1.215.989.324
Partecipazioni	23	136.511.809	136.559.534
Derivati	24	40.932.249	42.402.649
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	25	44.122.425	72.730.518
Altre attività non correnti	26	94.266.542	20.736.896
	<i>[Subtotale]</i>	27.615.104.621	25.146.800.615
Attività correnti			
Rimanenze	27	641.801.763	756.632.578
Crediti commerciali	28	4.440.577.817	4.317.158.298
Attività derivanti da contratti con i clienti	7	-	-
Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	29	203.248.197	212.201.054
Crediti per imposte sul reddito	30	4.196.617	4.189.668
Altri crediti tributari	31	35.293.281	18.546.016
Derivati	24	7.326.380	-
Crediti finanziari e titoli a breve termine	25	42.221.027	945.947.012
Altre attività finanziarie correnti	25	881.028	4.044.561
Altre attività correnti	26	67.833.637	84.368.599
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	167.525.531	113.103.813
	<i>[Subtotale]</i>	5.610.905.278	6.456.191.599
Attività classificate come possedute per la vendita	6	5.379.955	-
TOTALE ATTIVITÀ		33.231.389.854	31.602.992.214

Euro

Note

		al 31.12.2025	al 31.12.2024
PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'			
Patrimonio netto			
Capitale sociale		2.600.000.000	2.600.000.000
Riserve		1.114.597.149	1.087.490.293
Utili/(Perdite) accumulati		3.204.095.143	819.605.649
Utile dell'esercizio		1.788.795.987	2.381.974.002
Totale Patrimonio Netto	33	8.707.488.279	6.889.069.944
Passività non correnti			
Finanziamenti a lungo termine	34	10.445.284.911	10.318.187.371
Benefici ai dipendenti	36	209.216.665	213.797.422
Fondi per rischi e oneri	37	132.155.299	190.796.400
Passività per imposte differite	22	18.254.689	10.149.509
Derivati	24	1.470.718	35.717.510
Passività contrattuali non correnti	38	2.508.321.840	2.810.441.774
Altre passività non correnti	40	541.148.089	561.964.238
	[Subtotale]	13.855.852.211	14.141.054.224
Passività correnti			
Finanziamenti a breve termine	34	1.554.652.751	2.000.123.526
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	34	572.654.111	447.010.328
Fondi per rischi e oneri	37	124.386.478	138.882.511
Debiti commerciali	41	1.955.607.459	1.593.343.590
Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali	42	3.378.628.947	3.627.065.557
Debiti per imposte sul reddito	30	237.358.555	168.092.510
Altri debiti tributari	31	32.313.721	37.286.103
Derivati	24	1.339.200	-
Passività contrattuali correnti	38	1.687.661.204	1.432.148.300
Altre passività finanziarie correnti	39	58.865.397	62.784.912
Altre passività correnti	40	1.064.540.353	1.066.130.709
	[Subtotale]	10.668.008.176	10.572.868.046
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita	6	41.188	-
Totale Passività		24.523.901.575	24.713.922.270
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		33.231.389.854	31.602.992.214

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 2024	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	34.555.314	(189.694.190)	487.322	(231.256.190)	1.050.861.838	4.534.434.213
Riparto Utile 2023:										
- Pagamento dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	-	1.050.861.838	(1.050.861.838)	-
Altri movimenti riserve	-	-	-	-	-	-	(3.872)	-	-	(3.872)
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	(31.030.226)	3.695.827	-	-	2.381.974.002	2.354.639.603
di cui:										-
- <i>Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	(31.030.226)	3.695.827	-	-	-	(27.334.399)
- <i>Utile del periodo</i>									2.381.974.002	2.381.974.002
Differenze di arrotondamento	-	-	-	-	-	(1)		1	-	-
Totale al 31 dicembre 2024	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	3.525.088	(185.998.364)	483.450	819.605.649	2.381.974.002	6.889.069.944
Riparto Utile 2024:										
- Pagamento dividendi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	-	-	2.381.974.002	(2.381.974.002)	-
Altri movimenti riserve	-	-	-	-	-	-	-	2.515.492	-	2.515.492
Utile (perdita) complessivo rilevato nel periodo	-	-	-	-	24.786.480	2.320.376	-	-	1.788.795.987	1.815.902.843
di cui:										-
- <i>Utile (perdita) rilevato direttamente a patrimonio netto</i>	-	-	-	-	24.786.480	2.320.376	-	-	-	27.106.856
- <i>Risultato del periodo</i>									1.788.795.987	1.788.795.987
Differenze di arrotondamento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2025	2.600.000.000	520.000.000	599.097.232	150.382.887	28.311.568	(183.677.988)	483.450	3.204.095.143	1.788.795.987	8.707.488.279

Rendiconto finanziario

Euro	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Risultato d'esercizio		1.788.795.987	2.381.974.002
Rettifiche per:			
Ammortamenti e Impairment di attività materiali e immateriali	12	1.448.680.628	1.454.134.501
Svalutazioni e Impairment di crediti commerciali e altri crediti	12	29.905.675	5.971.096
Accantonamenti/(rilasci) fondi rischi	10-11-13	62.445.706	75.790.716
(Proventi)/Oneri finanziari netti	16-17	407.665.615	565.088.847
Effetti adeguamento cambi attività e passività in valuta	17	1.536	(644)
Imposte sul reddito	18	750.097.243	601.561.141
(Plusvalenze)/Minusvalenze e altri elementi non monetari	8-13	22.975.980	(961.219.536)
Cash flow da attività operativa prima delle variazioni del capitale circolante netto		4.510.568.370	4.123.300.123
Incremento/(Decremento) dei Fondi	36-37	(146.107.421)	(142.645.078)
(Incremento)/Decremento di rimanenze	27	114.830.815	12.845.876
(Incremento)/Decremento di crediti commerciali	7-28	(127.842.680)	(587.802.155)
Incremento/(Decremento) di altre attività/passività	6-24-25-26-31-39-40	(208.325.726)	24.563.151
Incremento/(Decremento) di debiti netti verso CSEA	29-42	(246.330.820)	656.730.443
Incremento/(Decremento) di debiti commerciali	41	362.263.869	(182.512.281)
Incremento/(Decremento) di passività contrattuali	38	(46.607.030)	(67.398.192)
Interessi attivi e altri proventi finanziari incassati	16-17	63.567.488	79.207.815
Interessi passivi e altri oneri finanziari pagati	16-17	(408.596.135)	(581.602.234)
Imposte pagate	18-22-30-31	(630.394.289)	(230.421.670)
Liquidità (assorbita) dal capitale circolante netto (B)		(1.273.541.929)	(1.019.034.325)
Cash Flow da attività operativa (A)		3.237.026.441	3.104.265.798
Investimenti netti in attività materiali	19-20-21	(4.220.382.038)	(3.437.153.201)
Contributi in conto capitale ricevuti	19-40	414.501.791	1.081.291.202
Investimenti netti in attività immateriali	21	(72.728.305)	(74.202.624)
Investimenti netti in partecipazioni	23	23.979.774	1.228.769.200
Cash flow da attività di investimento/disinvestimento (B)		(3.854.628.778)	(1.201.295.423)
Finanziamenti a lungo termine incassati nel periodo	34	680.314.300	250.000.000
Finanziamenti a lungo termine rimborsati nel periodo	34	(494.874.829)	(354.510.875)
Altre variazioni dei finanziamenti a lungo termine	34	-	-
Variazione netta dei finanziamenti a breve	34	(445.470.775)	(886.542.847)
Dividendi pagati	33	-	-
Altri incrementi/decrementi di attività e passività finanziarie incluse nell'indebitamento finanziario	25-32-34-39	473.395.031	854.314.442
Cash flow da attività di finanziamento (C)		213.363.727	(136.739.280)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti (A+B+C)		(404.238.610)	1.766.231.096
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio dell'esercizio	32-25-34	(982.888.610)	(2.749.119.706)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine dell'esercizio	32-25-34	(1.387.127.220)	(982.888.610)

Euro	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti all'inizio del periodo		(982.888.610)	(2.749.119.706)
Disponibilità liquide	32	113.103.813	137.546.667
c/c intersocietario	25-34	904.131.103	(1.386.402.707)
Finanziamenti a breve termine	34	(2.000.123.526)	(1.500.263.666)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti alla fine del periodo		(1.387.127.220)	(982.888.610)
Disponibilità liquide	32	167.525.531	113.103.813
c/c intersocietario	25-34	(54.635.522)	904.131.103
Finanziamenti a breve termine	34	(1.500.017.229)	(2.000.123.526)
Incremento/(Decremento) disponibilità liquide e mezzi equivalenti		(404.238.610)	1.766.231.096

Note esplicative al bilancio di esercizio al 31 dicembre 2025

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 Domenico Cimarosa 4.

Nel corso del 2025 non risultano modifiche nella sua denominazione sociale.

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 16 marzo 2026 ha approvato il progetto di bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2025 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 15 aprile 2026 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 2025 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), alle interpretazioni dell'IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) e dello Standing Interpretations Committee (SIC), riconosciuti nell'Unione Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 e in vigore alla chiusura dell'esercizio. L'insieme di tutti i principi e 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 nonché 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. Più in dettaglio, il Rendiconto finanziario è presentato su base lorda e non include le operazioni non monetarie.

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 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 il metodo del costo storico, a eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS-EU sono rilevate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione delle singole voci.

La 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 Conto economico, lo Stato patrimoniale e il Rendiconto finanziario riportano le operazioni con parti correlate, la cui definizione è riportata nella nota 2.2. "Principi contabili rilevanti".

Il bilancio fornisce informativa comparativa del precedente periodo.

2. Principi contabili

2.1 Uso di stime e giudizi del management

I ricavi, i costi, le attività e le passività e la relativa informativa, nonché le attività e passività potenziali richiedono che il management prenda decisioni ed effettui stime e assunzioni che possono avere effetto sui loro valori nella redazione del bilancio della Società, in applicazione degli IFRS-EU. 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 componente materiale 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.

Le informazioni incluse nel bilancio della Società sono selezionate sulla base di un'analisi di materialità effettuata in linea con i requisiti previsti dal Practice Statement 2 "*Making Materiality Judgments*", emesso dall'International Accounting Standards Board (IASB).

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 2025 interessate dall'utilizzo di stime e giudizi del management si riferiscono all'impairment delle attività non finanziarie, alle obbligazioni connesse alla transizione energetica, incluse quelle 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

Ricavi trasporto energia elettrica

I ricavi del trasporto di energia elettrica ai clienti del Mercato Libero, della Salvaguardia e della Maggior Tutela, derivanti dall'applicazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture, sono rilevati secondo il principio della competenza. Questi comprendono quanto fatturato in base ai consumi di energia misurati attraverso letture periodiche (e di competenza dell'esercizio) e una stima dell'energia elettrica distribuita nell'esercizio ma non ancora fatturata, prevalentemente relativa al mese di dicembre.

Attraverso la definizione delle tariffe di riferimento l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente riconosce all'operatore della distribuzione i costi sostenuti per l'erogazione del servizio, sia con riferimento agli investimenti (con un lag di un anno sia con riferimento alla remunerazione che agli ammortamenti) che alle spese operative.

Attraverso il meccanismo della perequazione dei ricavi (di seguito meglio dettagliata), l'Autorità gestisce il "*tariff decoupling*" tra tariffe di riferimento e tariffe per l'uso delle infrastrutture relative al servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica; pertanto, la Società effettua una stima del relativo ammontare di perequazione.

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, in ottemperanza alle Delibere ARERA n. 163/2023, n. 497/2023 e n. 616/2023.

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 derivanti dall'aggiornamento dei parametri di calcolo che impattano sulle tariffe di riferimento stimate, vengono contabilizzati mediante rilevazione di sopravvenienze attive o passive.

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

Per ulteriori dettagli su tali ricavi si rimanda alla nota n. 7 "Ricavi".

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 2024-2027":

- 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. 04 del 2024.

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", previsto dal "Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME) per il periodo 2024-2027" 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. 04 del 2024;
- Meccanismo di "perequazione Sisma Centro Italia", introdotto con la deliberazione ARERA del 18 aprile 2017 n. 252/2017 e s.m.i. Tale deliberazione prevede che, per un periodo di 36 mesi a partire dalla data degli eventi sismici che hanno interessato le popolazioni dei territori delle regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria (24 agosto 2016, 26 ottobre 2016 e 18 gennaio 2017), le componenti tariffarie per il servizio di Distribuzione, Misura e Trasmissione ed i corrispettivi per nuove connessioni, disattivazioni, riattivazioni, subentri e volture applicati siano ridotti del 100% (articoli 5, 6 e 7) e che il distributore possa recuperare tali agevolazioni attraverso il suddetto meccanismo di perequazione. La deliberazione n. 8/2025/R/com ha esteso l'applicazione delle agevolazioni per tutto l'anno 2025 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, tenendo conto anche dei ricavi ottenuti dalla regolazione tariffaria dell'energia reattiva, e la modifica dei fattori percentuali di perdita commerciali riconosciuti ai distributori per i clienti in bassa tensione. Tale disciplina è stata prorogata fino al 2026 con le delibere n. 535/2024/R/eel e n. 430/2025/R/eel.

Per ulteriori dettagli sulle perequazioni si rimanda alla nota n. 7 "Ricavi".

Altri proventi operativi e altri costi operativi

Reintegro Oneri Generali di Sistema (OGdS) e Oneri di Rete (OdR)

La Società rileva la stima dei proventi per reintegro OGdS e OdR, 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. Per tali corrispettivi è prevista una franchigia, pari allo 0,00225 dei Ricavi Ammessi, oltre la quale il reintegro è previsto in misura pari al 90%

Eventuali importi riscossi successivamente al reintegro, sia a titolo di oneri di sistema che di oneri di rete, vengono restituiti a CSEA.

Ai fini dell'accertamento, la stima viene effettuata considerando gli importi degli oneri di sistema e dei corrispettivi di rete relativi al fatturato dei mesi il cui credito si riferisce, nonché gli eventuali importi incassati e da restituire a CSEA.

I dati vengono consuntivati con la presentazione dell'istanza a CSEA entro il 30 aprile dell'esercizio successivo, così come previsto dall'attuale regolazione.

Nel bilancio i proventi per il reintegro OGdS e OdR sono rilevati tra gli altri proventi operativi.

Premialità del 10% su incassi di contributi pubblici

La Società, tra gli altri proventi operativi, rileva anche la stima dell'incentivazione introdotta dall'art. 81 dell'allegato A alla Deliberazione ARERA 617/2023/R/eel (cd. TIQD) applicando la percentuale del 10% al totale dei contributi pubblici incassati nell'esercizio.

La Società comunica l'elenco dei contributi pubblici incassati ad ARERA entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello al quale si riferiscono i contributi, così come previsto dalla vigente regolazione.

La premialità del 10% riferita ai contributi pubblici incassati nell'anno t viene accertata e determinata da ARERA entro il 31 ottobre dell'anno $t+1$. Tale premialità, dal 2025 al 2028, viene erogata in tre rate annuali di uguale entità, a partire dall'anno $t+1$.

Continuità del servizio

La Società rileva la stima dei premi e delle penalità sulla regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, prevista dal titolo III della Delibera ARERA n. 617/2023/R/eel - o TIQD - (ex titolo IV del TIQE).

Con il TIQD, l'Autorità ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per i distributori per il periodo regolatorio 2024-2027; per quanto riguarda la regolazione incentivante della durata e del numero delle interruzioni senza preavviso, viene calcolato il livello di partenza (comunicato con delibera ARERA n. 543/2024) degli indicatori D1 e N1 (corrispondenti rispettivamente agli indicatori interni DIL e NILB) per il periodo 2024 - 2025, per ogni ambito territoriale, come media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore DIL/NILB degli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla seconda cifra decimale per il DIL e alla terza cifra decimale per il NILB.

In particolare, per l'anno 2025:

- i livelli obiettivo per il DIL sono pari al 90% del livello di partenza per gli ambiti territoriali che rientrano tra quelli con peggiori livelli di partenza, altrimenti al 100% del livello di partenza per il medesimo ambito territoriale;
- i livelli obiettivo per il NILB sono pari al 80% del livello di partenza per ambito territoriale, se esso è tra gli ambiti territoriali con peggiori livelli di partenza, al 90% del livello di partenza, se esso è tra gli ambiti territoriali con livelli di partenza intermedi, altrimenti al 100% del livello di partenza per il medesimo ambito territoriale.

Il cosiddetto recupero di continuità del servizio ha segno positivo o negativo a seconda che il livello effettivo annuale risulti migliore (inferiore) o peggiore (superiore) rispetto al livello obiettivo annuale.

Con riferimento sia alla durata delle interruzioni (DIL) sia al numero delle interruzioni (NILB), per ogni anno del periodo 2024-2027:

- le imprese distributrici hanno diritto a premi, nel caso di recuperi di continuità del servizio con segno positivo;
- nel caso di mancato raggiungimento dei livelli obiettivo annuali (i.e., recuperi di continuità del servizio con segno negativo), le imprese distributrici hanno l'obbligo di versare penalità.

In aggiunta, la delibera n. 617/2023 prevede, sempre al titolo III, l'applicazione di ulteriori due meccanismi: gli extra-premi e le penalità sospese.

Extra-premi: per ciascuno degli anni 2024 e 2025, i migliori ambiti territoriali ai fini della premialità per la miglior continuità del servizio sono quelli che presentano, per ciascuno degli indicatori e in relazione al grado di concentrazione di appartenenza:

- l'indicatore effettivo annuale della durata delle interruzioni senza preavviso, relativamente alle sole "altre cause" compreso nel 15% (arrotondato per eccesso) di ambiti con valore minore dell'indicatore;
- l'indicatore effettivo annuale del numero delle interruzioni lunghe e brevi senza preavviso, relativamente alle sole "altre cause", compreso nel 15% (arrotondato per eccesso) di ambiti con valore minore dell'indicatore.

Penalità sospese: per ciascun anno tra il 2024 e il 2027, le penalità sono sospese qualora si tratti del primo anno di occorrenza di penalità nell'arco del periodo di regolazione, relativamente a ciascuno degli indicatori oggetto di regolazione, e qualora il livello effettivo annuale dell'indicatore oggetto di sospensione per l'ambito territoriale in oggetto non superi del 20% il livello obiettivo annuale applicabile al medesimo ambito territoriale.

La scadenza prevista anche dal TIQD per il caricamento e la 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 ai sensi del titolo III del TIQD sono rilevati tra gli altri proventi operativi, mentre le penali sulla continuità del servizio tra gli altri costi operativi.

Gli accantonamenti al fondo rischi "Penalità sospese" sono invece rilevati 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 stata confermata l'eleggibilità a premio e/o penale di tutti gli interventi tramite la delibera ARERA 069/2023.

Con la Deliberazione n. 614/23, ARERA ha rivisto la formula di dimensionamento della penale massima per i lavori completati oltre il 31 dicembre 2026 (ponendola pari al 25% dei costi attesi a preventivo) e ha concesso alle imprese distributrici la possibilità di presentare istanza di esclusione di interventi in precedenza ammessi al meccanismo incentivante, nel caso che gli interventi abbiano registrato al 31 dicembre 2022 un avanzamento di costi di investimento inferiore al 10% del costo di investimento previsto e siano caratterizzati da un rapporto tra benefici attualizzati e costi attualizzati inferiore a 1,5.

In data 28 febbraio 2024, e-distribuzione ha presentato ad ARERA istanza di esclusione per n. 71 interventi con esito positivo.

Al 31 dicembre 2025, la stima dei premi e delle penalità per resilienza è stata calcolata dalla Società sulla base dei criteri e degli algoritmi definiti dalla stessa ARERA.

È possibile che i premi e le penalità effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio (e determinati prendendo a riferimento dei dati provvisori), ma sulla base dell'esperienza storica non si ritiene significativo l'eventuale scostamento.

I premi resilienza sono rilevati tra gli altri proventi operativi mentre le penalità resilienza tra gli altri costi operativi.

Resilienza Climatica

Con la Deliberazione n. 617/2023 e il relativo Allegato A “Testo Integrato della Regolazione *Output-Based* del Servizio di Distribuzione dell’Energia Elettrica - Periodo di regolazione 2024-2027” (TIQD), ARERA ha definito le disposizioni da applicarsi alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali, soggette all’obbligo di predisporre piani di sviluppo della rete di distribuzione definendo inoltre le prime indicazioni specifiche sui meccanismi premiali incentivanti i suddetti interventi di sviluppo della rete di distribuzione.

La regolazione prevede un meccanismo *Output-Based* solo premiale suddiviso in due fasi:

- in prima applicazione, ciascuna impresa distributtrice può presentare istanza di ammissione relativa a interventi di sviluppo, esclusi gli interventi riconducibili a sistemi di protezione e automazione, con data di inizio della realizzazione a partire dal 1° gennaio 2024 e indicatore sintetico di benefici attualizzati su costi attualizzati superiore all’unità. Tale istanza può riguardare investimenti fino al 15% della spesa di investimento prevista per l’anno 2024 nel piano di sviluppo dell’anno 2023.
- in seconda applicazione, ciascuna impresa distributtrice può presentare, entro il 30 giugno 2025, istanza di ammissione relativa a interventi di sviluppo, esclusi gli interventi riconducibili a sistemi di protezione e automazione, con data di avvio della realizzazione a partire dal 1° gennaio 2025 e data di completamento atteso entro il 31 dicembre 2027 e indicatore sintetico di benefici attualizzati su costi attualizzati superiore all’unità.

Gli interventi proposti possono essere ammessi, a seguito di approvazione dell’Autorità, a una premialità pari a due annualità di beneficio (lordo) atteso, con un tetto al premio, per ogni intervento ammesso al meccanismo premiale, pari al 13% del valore minore tra il costo di investimento atteso e il costo di investimento effettivo dichiarato in sede di rendicontazione.

Sulla scorta di quanto sopra, in data 28 febbraio 2024, e-distribuzione ha presentato istanza di ammissione per n. 14 progetti resilienza su 11 province selezionate in base all’indice di rischio per Ondate di Calore.

Con la Deliberazione n. 472/24, ARERA ha comunicato aggiornamenti e integrazioni della regolazione incentivante funzionali all’applicazione della seconda fase di incentivazione degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell’energia elettrica, con istanza delle imprese distributrici entro giugno 2025. In particolare, definendo un limite alla spesa incentivabile “in ingresso” correlato al numero di utenti BT serviti dall’impresa distributtrice, anziché all’ammontare della spesa di investimento nel piano di sviluppo dell’impresa distributtrice; tale limite è stato quantificato pari a 85 euro/utente. La suddetta istanza poteva, quindi, riguardare investimenti per un valore complessivo fino al prodotto tra 85 euro/utente e il numero di utenti BT nel territorio servito dall’impresa distributtrice al 31 dicembre 2024.

Sulla scorta di quanto sopra, in data 30 giugno 2025, e-distribuzione ha presentato istanza di ammissione per n. 421 progetti resilienza.

Le imprese distributrici devono conservare, per almeno cinque anni, la documentazione atta a certificare l’intervento tecnico effettuato, la data di entrata in esercizio effettiva ed i costi a consuntivo, nonché il calcolo ex-ante dei benefici.

Al 31 dicembre 2025, la stima dei premi per resilienza climatica è stata calcolata dalla Società sulla base dei criteri e degli algoritmi definiti dalla stessa ARERA.

È possibile che i premi effettivi risultino differenti da quelli rilevati nel presente bilancio (e determinati prendendo a riferimento dei dati provvisori), ma sulla base dell’esperienza storica non si ritiene significativo l’eventuale scostamento. La stima dei premi per resilienza climatica è rilevata tra gli altri proventi operativi.

Contributi da Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per TEE

Il contributo tariffario per i Titoli di Efficienza Energetica (TEE) è attualmente definito dalla delibera ARERA n. 270 del 14 luglio 2020 e si basa sul prezzo medio degli scambi intervenuti nel mercato organizzato di Borsa, oltre che sul prezzo dei soli bilaterali scambiati a prezzi inferiori ai 260€/TEE e compresi in un range di più o meno il 20%.

Tale delibera conferma il *cap* a 250€/TEE, già stabilito dalla precedente delibera n. 487/2018, ma integra il contributo con un rimborso addizionale di un valore massimo pari a 10€/TEE, il cui valore è rapportato all'insufficienza dei titoli disponibili rispetto agli obblighi assegnati ai distributori.

A luglio 2025, con la delibera n. 303/2025/R/EFR, ARERA ha calcolato il contributo per l'anno d'obbligo 2024 pari a 247,35 €/TEE e nessun contributo addizionale.

Per il periodo compreso tra il 1° giugno 2025 e il 31 dicembre 2025, relativo all'anno d'obbligo 2025, il contributo è stato stimato pari a 246,38 €/TEE, applicando la delibera n. 270/2020 ai valori degli scambi di Borsa e dei bilaterali relativi al medesimo periodo.

Impairment delle attività non finanziarie

Attività quali immobili, impianti e macchinari, attività immateriali, diritti d'uso, 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 inteso come il valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'attività oggetto di valutazione, inclusi quelli derivanti da un'eventuale dismissione, attualizzati utilizzando un tasso di sconto, al lordo delle imposte, che riflette sia le valutazioni correnti di mercato che il valore temporale del denaro e i 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, in base alle specificità dei business;
- di un tasso di crescita a lungo termine pari alla crescita dell'inflazione e/o della domanda elettrica 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 per tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili.

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, con specifico riferimento agli impatti derivanti dal cambiamento climatico e dalla transizione energetica nel lungo termine, ove necessario, la Società ha considerato nella stima del valore terminale un tasso di crescita 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 le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo, sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su 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).

Per maggiori informazioni sull'approccio generale e semplificato utilizzati nel calcolo delle perdite attese, si veda il contenuto della nota n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Sulla base dello specifico mercato di riferimento e del quadro normativo applicabile, per tutti i crediti commerciali, ai fini del calcolo delle perdite attese, la Società applica una definizione di default pari a 90 giorni di scaduto. Di conseguenza, tutte le attività finanziarie scadute da oltre 90 giorni sono generalmente considerate in *default*.

Per i crediti commerciali diversi da quelli da trasporto energia e per le attività derivanti da contratti con i clienti, la Società applica prevalentemente un approccio collettivo basato sul raggruppamento degli stessi in cluster, tenuto conto del business di riferimento. La Società adotta un approccio analitico per i crediti commerciali da trasporto energia e, relativamente alle altre fattispecie di crediti commerciali, solo per quelli che il management considera singolarmente significativi e in presenza di specifiche informazioni sull'incremento significativo del rischio di credito.

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. 43 "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 l'utilizzo di 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 46 "Attività e passività misurate al *fair value*".

In conformità con l'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 46 "Attività e passività misurate al *fair value*".

Variazioni nelle assunzioni effettuate nella stima dei dati di input potrebbero avere effetti sul *fair value* rilevato per tali strumenti.

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 pensionamento, 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 o riduzioni dei tassi di pensionamento 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 adottate si rinvia alla Nota n. 36 "Benefici ai dipendenti".

Fondi rischi e oneri

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

La Nota n. 49 "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 procedimenti civili, amministrativi e fiscali, collegati al normale svolgimento delle proprie attività, che potrebbero generare passività di importo significativo, per i quali non è sempre oggettivamente possibile prevedere l'esito finale. 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 che un esito sfavorevole sia più verosimile piuttosto che il contrario (i.e., "*more likely than not*") e che possa essere effettuata una stima attendibile dell'importo della spesa.

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. 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 della Società per la determinazione dell'IBR 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 IBR specifico per il locatario tenendo conto dell'eventuale garanzia della società Capogruppo o di altre garanzie sottostanti;
- le rettifiche inerenti al contratto di leasing, per riflettere nel calcolo dell'IBR 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. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Imposte sul reddito

Recupero di imposte anticipate

Al 31 dicembre 2025 il bilancio comprende attività per imposte anticipate, connesse alla rilevazione di perdite fiscali o di crediti d'imposta utilizzabili in esercizi successivi e a 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 anticipate è subordinata al conseguimento di redditi imponibili futuri sufficientemente capienti per l'assorbimento delle predette perdite fiscali e per l'utilizzo dei benefici delle altre attività per imposte anticipate.

Significativi giudizi del management sono richiesti per valutare la probabilità della recuperabilità delle imposte anticipate, considerando tutte le evidenze possibili, sia negative che positive, e per determinarne l'ammontare che può essere rilevato in bilancio, in base alla tempistica e all'ammontare dei redditi imponibili futuri, alle future strategie di pianificazione fiscale nonché alle aliquote fiscali vigenti al momento del loro riversamento. 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 imposte anticipate 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 22 "Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite".

Giudizi del management

Determinazione della vita utile di attività non finanziarie

Nel determinare la vita utile di immobili, impianti e macchinari e attività immateriali aventi vita utile definita, la Società considera non solo i benefici economici futuri - contenuti nelle attività - fruiti tramite il loro utilizzo, ma anche molti altri fattori, quali il deterioramento fisico, l'obsolescenza del prodotto o servizio forniti dal bene (per es. tecnica, tecnologica o commerciale), restrizioni legali o altri vincoli similari (per es. sicurezza, ambientali, ecc.) nell'utilizzo del bene, se la vita utile del bene dipende dalla vita utile di altri beni.

Inoltre, nella stima delle vite utili delle attività interessate, la Società ha tenuto conto del proprio impegno nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Per maggiori dettagli su tale aspetto, si rimanda alla nota n. 19 "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 anche in riferimento al voto o alla nomina dei direttori, i diritti derivanti da altri accordi contrattuali, i diritti di voto potenziali (call option, warrant, put option assegnate ad azionisti minoritari, ecc.) e altre previsioni legali. Tali altri fatti e circostanze possono risultare particolarmente rilevanti nell'ambito di tale valutazione soprattutto nei casi in cui la Società detiene meno della maggioranza dei diritti di voto, o diritti simili, della società partecipata.

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.

Determinazione delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) possedute per la vendita e attività operative cessate (discontinued operation)

Un'attività è classificata come "posseduta per la vendita" quando la sua vendita è altamente probabile.

Per valutare se una vendita è altamente probabile, la Società considera se:

- il management è impegnato in un programma per la dismissione dell'attività (o del gruppo in dismissione), e sono state avviate tutte le attività necessarie per individuare un acquirente e completare il programma;

- si prevede che la vendita venga completata entro un anno dalla data di classificazione dell'attività come posseduta per la vendita, soggetto a proroga qualora il ritardo sia causato da eventi o circostanze indipendenti dal controllo della Società e vi siano sufficienti evidenze che lo stesso mantenga il proprio impegno nel programma di vendita;
- le azioni richieste per completare il programma di vendita dimostrino l'improbabilità che il programma possa essere significativamente modificato o annullato.

Inoltre, un'attività (o gruppo di attività) è presentata dalla Società come discontinued operation quando è classificata come posseduta per la vendita, e:

- rappresenta un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività;
- fa parte di un unico programma coordinato di dismissione di un importante ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività; o
- è una società controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita.

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", in cui un'Autorità pubblica (ossia il concedente) trasferisce ad un concessionario il diritto di gestire le infrastrutture utilizzate per fornire tali servizi.

In particolare, il management valuta se gli accordi per servizi in concessione da "pubblico a privato" sono nel perimetro di applicazione IFRIC 12 in base a quanto segue:

- 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 per e-distribuzione S.p.A. disponendo quest'ultima del pieno controllo dell'infrastruttura.

Ricavi provenienti da contratti con i clienti

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 (ossia, se essi sono distinti oppure se si tratta 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), sia la natura della promessa nel contesto contrattuale. A tal fine, devono essere inoltre considerati tutti i fatti e le circostanze relativi al contratto specifico nel relativo contesto legale e regolatorio di riferimento. 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 stesso.

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 similari, 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;

- il ricavo è riconosciuto nel momento in cui il cliente ottiene il controllo dell'attività promessa, considerando, nel complesso, tutti gli indicatori rilevanti, se invece l'obbligazione di fare è adempiuta in un determinato momento, come nel caso della fornitura di beni.

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 2025, 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 valutazione 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, si rinvia alla nota n. 43 “Strumenti finanziari per categoria”.

Hedge Accounting

L'*hedge accounting* è applicato ai derivati al fine di riflettere in bilancio gli effetti delle strategie di risk management della Società.

A tale scopo, la Società documenta all'*inception* della transazione, la relazione tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto, così come gli obiettivi e la strategia di risk management. Inoltre, valuta, sia all'*inception* della relazione sia su base sistematica, se gli strumenti di copertura sono altamente efficaci nel compensare le variazioni nel *fair value* o nei flussi di cassa degli elementi coperti.

Sulla base del giudizio del management, la valutazione dell'efficacia basata sull'esistenza di una relazione economica tra gli strumenti di copertura e gli elementi coperti, la dominanza del rischio di credito nelle variazioni di valore e l'*hedge ratio*, così come la misurazione dell'inefficacia, sono valutate mediante un *assessment* qualitativo o un calcolo quantitativo, a seconda degli specifici fatti e circostanze e delle caratteristiche degli strumenti di copertura e degli elementi coperti.

In relazione alle coperture dei flussi di cassa di transazioni future, il management valuta e documenta che le stesse sono altamente probabili e presentano una esposizione alle variazioni dei flussi di cassa che impatta il Conto economico.

Per maggiori dettagli circa le assunzioni chiave sulla valutazione dell'efficacia e la misurazione dell'inefficacia, si rimanda alla Nota n. 45.1 “Derivati designati come strumenti di copertura”.

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 del settore 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 migrazione 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 sottoparagrafo “Uso di stime”.

Per maggiori dettagli riguardo i contratti di leasing, si rinvia alla Nota n. 20 “Leasing operativo”.

Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

La Società determina se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, nonché se riportare l'effetto dell'incertezza usando il metodo dell'importo più probabile o il metodo del valore atteso, scegliendo quello che, secondo le sue proiezioni, meglio prevede la soluzione dell'incertezza, tenuto conto della normativa fiscale locale.

La Società effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che potrebbe modificare la conclusione sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure sulla stima degli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Per ulteriori dettagli circa le imposte sul reddito, si rinvia alla Nota n. 18 "Imposte".

2.2 Principi contabili rilevanti

Parti correlate

Ai sensi dello IAS 24, 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, inoltre, quelle entità che gestiscono piani di benefici post-pensionistici per i dipendenti di Enel SpA o di sue società correlate (nello specifico, i fondi pensione FOPEN e FONDENEL), nonché i Sindaci e i loro stretti familiari, i dirigenti con responsabilità strategiche e i loro stretti familiari, di Enel SpA e di società da questa controllate. 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

Ai sensi dell'IFRS 10, le società controllate sono quelle su cui e-distribuzione detiene il controllo. Per maggiori dettagli circa la definizione di controllo, si rinvia al paragrafo "Valutazione dell'esistenza dei requisiti del controllo" all'interno della nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Al 31 dicembre 2025 la Società non detiene partecipazioni in società controllate.

Partecipazioni in società collegate e *joint arrangement*

Le partecipazioni in società collegate e *joint arrangement* sono valutate secondo i requisiti previsti dallo IAS 28 (Partecipazioni in società collegate e *Joint Ventures*) e dall' IFRS 11 (*Joint Arrangements*).

A tal riguardo, le società collegate sono quelle in cui la Società esercita un'influenza notevole, mentre una *joint venture* è un accordo nel quale la Società detiene il controllo congiunto e vanta diritti sulle attività nette dell'accordo.

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 a adempiere a obbligazioni legali o implicite dell'impresa partecipata o comunque a coprirne le perdite, l'eventuale eccedenza rispetto al valore contabile è rilevata in un apposito fondo del passivo nell'ambito dei fondi rischi e oneri.

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

Al 31 dicembre 2025 e-distribuzione S.p.A. non detiene partecipazioni in società collegate *e/o in join venture*.

Conversione delle poste in valute

Ai sensi dello IAS 21 (Effetti delle variazioni dei cambi delle valute estere), 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 a pronti alla data di 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 rilevazione iniziale della transazione. 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.

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* presuppone 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 ipotizza 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 utilizzando le assunzioni che gli operatori di mercato prenderebbero in considerazione per definire il prezzo dell'attività o della passività, assumendo che gli stessi agiscano secondo il loro migliore interesse economico. Gli operatori di mercato sono acquirenti e venditori indipendenti, informati, in grado di concludere una transazione per l'attività o la passività e interessati, 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, in particolare:

- per le attività non finanziarie 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 impiegarla nel suo massimo e migliore 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 proprio rischio di credito;
- per i gruppi di attività e passività finanziarie gestiti sulla base della propria esposizione netta ai rischi di mercato o al rischio di credito, si veda la nota n. 46 "Attività e passività misurate al *fair value*", per maggiori dettagli.

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

Ai sensi dello IAS 16, 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 di valore accumulata. Tale costo è comprensivo dei costi accessori direttamente attribuibili e necessari per portare il bene nel luogo e nelle condizioni necessarie alla sua messa in funzione e per l'uso per cui è stato acquistato.

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 immobili, impianti e macchinari 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 cui si riferiscono, qualora sia probabile che i futuri benefici associati al costo sostenuto per sostituire una parte del bene affluiscono alla Società e il costo dell'elemento possa essere determinato attendibilmente. Tutti gli altri costi sono rilevati nel Conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi di sostituzione sono rilevati come incremento del valore contabile del bene a cui fanno riferimento e sono ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore netto contabile dell'unità sostituita è eliminato contabilmente con imputazione a Conto economico.

Gli immobili, impianti e macchinari, al netto del valore residuo, sono ammortizzati a quote costanti in base alla vita utile stimata del bene che è riesaminata con periodicità annuale; eventuali cambiamenti dei criteri di ammortamento sono applicati prospetticamente. L'ammortamento ha inizio quando il bene è disponibile all'uso. Per maggiori dettagli circa la stima della vita utile, si rimanda alle note 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e n. 19 "Immobili, impianti e macchinari".

Per informazioni su eventuali modifiche alle vite utili apportate dalla Società nel corso dell'anno, si rimanda alle note n. 12. "Ammortamenti e altri impairment" e n. 19 "Immobili, impianti e macchinari".

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 già menzionata 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 già menzionata 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 già menzionata 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

Alla data di inizio del leasing, la Società determina se il contratto è, o contiene, un leasing applicando la definizione prevista dall'IFRS 16, 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.

Quando la Società opera in qualità di locatario 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 è valutata inizialmente al costo, che comprende l'importo iniziale della passività del leasing rettificato per tutti i pagamenti dovuti corrisposti alla data di decorrenza o precedentemente, al netto degli incentivi 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. 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.

Per informazioni sul periodo di ammortamento delle attività consistenti nel diritto di utilizzo, si rimanda alla nota n. 20 "Leasing".

Inoltre, le attività consistenti nel diritto di utilizzo sono sottoposte a impairment test e rettificate per riflettere un'eventuale rimisurazione delle passività del leasing.

La passività del leasing è inizialmente valutata al valore attuale dei pagamenti dovuti da corrispondere lungo la durata, attualizzati utilizzando 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" e 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.

Attività immateriali

Ai sensi dello IAS 38, le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica, identificabili, controllate dalla Società per le quali è probabile che dal loro utilizzo vengano generati benefici economici futuri e il relativo costo può essere attendibilmente determinato.

Sono rilevate al costo di acquisto o di produzione interna per le attività generate internamente e sono rilevate come attività immateriali solo quando la Società può dimostrare la fattibilità tecnica, l'intenzione e la disponibilità di risorse al fine di completare l'attività ed avere la capacità di utilizzarla o venderla.

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

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 alle note n. 2.1 "Uso di stime e giudizi del management" e n. 21 "Attività immateriali".

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.

Impairment delle attività non finanziarie

Ai sensi dello IAS 36, (riduzione di valore delle attività), a ciascuna data di riferimento del bilancio, gli immobili, impianti e macchinari, le attività immateriali, il diritto d'uso e le partecipazioni in società collegate/joint venture, sono verificate al fine di constatare l'esistenza di indicatori (fonti informative interne ed esterne) 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 impairment test 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.

Rimanenze

Ai sensi dello IAS 2, le rimanenze di magazzino sono valutate al minore tra il costo e il valore netto di realizzo, a eccezione di quelle destinate ad attività di trading che sono valutate al *fair value* con contropartita Conto economico. Il costo è determinato sulla base del costo medio ponderato, che include gli oneri accessori di competenza. Per valore netto di 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

Gli strumenti finanziari sono rilevati e valutati secondo lo IAS 32 (Strumenti finanziari: esposizione nel bilancio) e l'IFRS 9 (Strumenti finanziari).

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 di entrambi i seguenti elementi:

- il modello di business della Società per la gestione delle attività finanziarie ovvero in base al modo in cui la Società gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi di cassa (i.e. incassando i flussi di cassa contrattuali, vendendo le attività finanziarie o entrambi) e
- le caratteristiche contrattuali dei flussi di cassa dello strumento, per stabilire se lo strumento generi flussi di cassa rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sulla base del "SPPI test".

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

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

Attività finanziarie al costo ammortizzato

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

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

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

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

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico complessivo (FVOCI) – Strumenti di debito

Le attività finanziarie valutate al *fair value* rilevato a Conto economico complessivo sono attività detenute in un modello di business il cui obiettivo è sia quello di incassare i flussi di cassa contrattuali che di vendere le attività finanziarie e i cui flussi di cassa contrattuali generano, a data specifiche, flussi di cassa rappresentati esclusivamente da pagamenti di capitale e di interesse sul capitale da rimborsare.

Le variazioni di *fair value* di tali attività finanziarie sono rilevate nel Conto economico complessivo così come le rettifiche per *impairment* senza ridurre il relativo valore contabile.

Quando un'attività finanziaria viene cancellata contabilmente (ad esempio al momento della vendita), gli utili e le perdite cumulati, precedentemente rilevati a patrimonio netto (con l'esclusione dell'*impairment* e degli utili e delle perdite su cambi da rilevare a Conto economico) sono riclassificati 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 imprese irrevocabilmente designate come tali al momento della rilevazione iniziale.

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

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

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

Attività finanziarie al fair value rilevato a Conto economico

In tale categoria, sono classificati principalmente:

- > 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 (i.e. titoli, investimenti finanziari in fondi, etc);
- > strumenti derivati, compresi i derivati impliciti, detenuti per la negoziazione o non designati come efficaci strumenti di copertura.
- > corrispettivi potenziali.

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 che la Società non ha designato irrevocabilmente al *fair value* rilevato a OCI. Anche i dividendi su tali partecipazioni sono rilevati fra gli altri proventi nel prospetto di Conto economico quando è stabilito il diritto al pagamento.

Impairment delle attività finanziarie

A ciascuna data di riferimento del bilancio, la Società rileva un fondo per le perdite attese sui crediti commerciali e sulle altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato, sugli strumenti di debito valutati al *fair value* rilevato a

Conto economico complessivo (FVOCI), sulle attività derivanti da contratti con i clienti e su tutte le altre attività rientranti nell'ambito di applicazione dell'impairment IFRS 9.

Il modello di impairment della Società sviluppato in linea con i requisiti previsti dall'IFRS 9 è basato sulla determinazione delle perdite attese (ECL) utilizzando un approccio *forward looking*.

Per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e i crediti per leasing, compresi quelli con una componente finanziaria significativa, la Società applica l'approccio semplificato.

Per tutte le attività finanziarie diverse da crediti commerciali, attività derivanti da contratti con i clienti e crediti per leasing, la Società applica l'approccio generale in base all'IFRS 9, basato sulla valutazione dell'incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale.

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.

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 n. 43 "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, lease liability 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 principalmente:

- > passività finanziarie detenute per la negoziazione quando sono assunte con la finalità di un loro riacquisto a breve termine;
- > strumenti finanziari derivati stipulati dalla Società e non designati quali strumenti di copertura in base all'IFRS 9;
- > corrispettivi potenziali.

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

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.

Al momento dell'eliminazione dell'attività finanziaria, la Società rileva la differenza tra valore contabile (misurato alla data di eliminazione) e il corrispettivo ricevuto a Conto economico.

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

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 degli "Altri modelli di business" e valutati a *fair value* rilevato a Conto economico, ad 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. 45 "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 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).

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.

Al 31 dicembre 2025 non è stata riscontrata la presenza di contratti con derivati impliciti.

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.

Attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita e *discontinued operation*

Ai sensi dell'IFRS 5, Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono classificate come possedute per la vendita se il loro valore contabile sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita anziché con il loro uso continuativo.

Tale criterio di classificazione è applicabile solo se le attività non correnti (o gruppi in dismissione) sono disponibili per la vendita immediata nelle loro condizioni attuali e la vendita è altamente probabile.

Per maggiori dettagli sui requisiti per verificare se la vendita è altamente probabile si veda la nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

Quando la Società è coinvolta in un programma di vendita che comporta la perdita del controllo in una partecipata e sono soddisfatti i requisiti previsti dall'IFRS 5, tutte le attività e le passività della controllata sono classificate come possedute per la vendita indipendentemente dal fatto che la Società mantenga, dopo la vendita, una partecipazione non di controllo nella società stessa.

La Società applica alle partecipazioni, o quote di partecipazioni, in società collegate o joint venture tali criteri di classificazione previsti dall'IFRS 5. La parte residua della partecipazione in società collegate o joint venture che non è stata classificata come posseduta per la vendita è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto fino alla dismissione della parte classificata come posseduta per la vendita.

Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) e le passività incluse in gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita sono presentate separatamente dalle altre attività e passività dello Stato patrimoniale consolidato.

Gli importi presentati per le attività non correnti o per le attività e passività di un gruppo in dismissione classificati come posseduti per la vendita non sono riclassificati o ripresentati per i periodi a raffronto.

Immediatamente prima della classificazione iniziale delle attività non correnti (o gruppi in dismissione) come possedute per la vendita, i valori contabili dell'attività (o del gruppo) sono valutati in conformità allo specifico principio contabile di riferimento applicabile a tali attività o passività. Le attività non correnti (o gruppi in dismissione) classificate come possedute per la vendita sono valutate al minore tra il valore contabile e il relativo *fair value*, al netto dei costi di vendita. Le perdite di valore per qualsiasi iniziale o successivo impairment dell'attività (o gruppo in dismissione) al *fair value* al netto dei costi di vendita e i ripristini di impairment sono rilevati a Conto economico nell'ambito delle continuing operation.

Le attività non correnti non sono ammortizzate finché sono classificate come possedute per la vendita o finché sono inserite in un gruppo in dismissione classificato come posseduto per la vendita.

Se una componente della Società è un'attività operativa cessata (discontinued operation), essa espone, in una voce separata del Conto economico, un unico importo rappresentato dal totale:

- degli utili o delle perdite delle discontinued operation al netto degli effetti fiscali, e
- della plusvalenza o minusvalenza, al netto degli effetti fiscali, rilevata a seguito della valutazione al fair value al netto dei costi di vendita o della dismissione delle attività (o gruppo in dismissione) che costituiscono la discontinued operation;

I corrispondenti ammontari sono ripresentati nel Conto economico per i periodi a confronto, cosicché l'informativa si riferisca a tutte le discontinued operation entro la data di riferimento dell'ultimo bilancio presentato. Se la Società cessa di classificare un componente come posseduto per la vendita, i risultati del componente precedentemente esposto in bilancio tra le discontinued operation sono riclassificati e inclusi nell'ambito del risultato delle continuing operation per tutti gli esercizi presentati in bilancio.

Certificati ambientali

La Società è interessata dalla normativa nazionale relativa ai certificati di efficienza energetica (cosiddetti certificati bianchi). In assenza di una specifica normativa IAS/IFRS di riferimento, il trattamento contabile adottato dalla Società risulta conforme alle regole generali incluse nel corpus dei principi contabili IAS/IFRS applicabili e in linea con la *best practice* internazionale.

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", in contropartita alla voce di Stato Patrimoniale "Crediti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali".

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*". Nell'ambito di tale trattamento contabile, 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).

Maggiori dettagli sull'applicazione di tale modello contabile sono forniti nella Nota 51 "Programmi ambientali".

Benefici ai dipendenti

Benefici successivi alla fine del rapporto di lavoro e altri benefici a lungo termine

Ai sensi dello IAS 19, la Società determina, separatamente per ciascun piano, le passività relative ai benefici definiti erogati ai dipendenti in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro e agli altri benefici a lungo termine erogati nel corso dell'attività lavorativa. La Società utilizza ipotesi attuariali per stimare l'ammontare dei benefici futuri che i dipendenti hanno maturato alla data di riferimento del bilancio (attraverso il "metodo di proiezione unitaria del credito") e un opportuno tasso di sconto per determinare il valore attuale di tali piani.

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, la Società rileva 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) 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.

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 dovute 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 benefit

Ai sensi dello IAS 19, le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro derivano dalla decisione da parte della Società di concludere il rapporto di lavoro con un dipendente prima della normale data di pensionamento oppure 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.

Tali benefici 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.

La Società determina tali passività sulla base della natura del beneficio concesso.

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 verificino specifiche condizioni.

Ai sensi dell'IFRS 2, la Società classifica la componente monetaria 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.

In particolare, 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.

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 o di non maturazione saranno soddisfatte al termine del periodo di maturazione.

Di contro, 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.

Fondi rischi e oneri

Ai sensi dello IAS 37, gli accantonamenti ai 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 del valore temporale del denaro è un aspetto rilevante, 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 i rischi per i quali le stime dei flussi di cassa futuri non sono state rettificate. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al passaggio del tempo (i.e., *unwinding* dello sconto) è riflesso nel Conto economico come interesse passivo.

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 fiscali.

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, a 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 a 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;
- individuazione delle obbligazioni di fare, ovvero le promesse, nel contratto con il cliente, di trasferire beni o servizi;
- determinazione del prezzo dell'operazione, all'inizio del contratto, considerando eventuali corrispettivi variabili, corrispettivi non monetari ricevuti dal cliente e quelli da pagare ad esso, componenti di finanziamento significative;
- allocazione del corrispettivo, all'inizio del contratto, alle diverse obbligazioni di fare;
- rilevazione dei ricavi, 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 7 "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 erogati dal Governo, da enti governativi e analoghi enti locali, nazionali o internazionali.

Ai sensi dello IAS 20, 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 per la loro erogazione.

Quando i contributi pubblici sono ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate (per es., immobili, impianti e macchinari o attività immateriali) sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell'ammortamento. Nel caso non ci siano sufficienti informazioni per consentirne un'adeguata attribuzione alle relative attività immobilizzate cui si riferiscono, i contributi pubblici in conto impianti sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e rilevati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

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.

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

Ai sensi dell'IFRS 9 (Strumenti finanziari), 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

Lo IAS 12 specifica i requisiti per la rilevazione di attività e passività fiscali correnti e differite, l'incertezza nella determinazione dei debiti verso l'erario è definita in linea con i requisiti previsti dall'IFRIC 23 (Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta 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", e-distribuzione S.p.A. ha stipulato con la controllante Enel S.p.A. l'accordo relativo all'esercizio congiunto dell'opzione per il regime "Consolidato Fiscale Nazionale", definendo tutti i reciproci obblighi e responsabilità (cd. "Regolamento").

Imposte sul reddito differite e anticipate

Le passività fiscali differite e le attività per imposte anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori contabili delle passività e delle attività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali applicando

l'aliquota fiscale in vigore alla data in cui la differenza temporanea si rivergerà, 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 tali passività derivino: i) dalla rilevazione iniziale dell'avviamento; o ii) dalla rilevazione iniziale di un'attività o di una passività in un'operazione che: non rappresenta una aggregazione aziendale, e al momento dell'operazione, non influenza né l'utile contabile né il reddito imponibile; e non dà luogo a differenze temporanee imponibili e deducibili uguali; o iii) in riferimento a differenze temporanee imponibili riferibili a partecipazioni 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, nonché al riporto a nuovo di perdite fiscali e di 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 attività per imposte anticipate e le passività fiscali differite sono compensate solo se esiste un diritto legalmente esercitabile di compensare le attività fiscali correnti con le passività fiscali correnti e se sono relative a imposte sul reddito 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 probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine "probabile" inteso come "più verosimile che non"), allora la Società rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se la Società ritiene che non sia probabile che l'Autorità Fiscale accetti il trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul reddito, la Società riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto.

Maggiori informazioni sull'incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito sono riportati nella nota 2.1 "Uso di stime e giudizi del management".

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 le seguenti modifiche ai principi esistenti con data di efficacia dal 1° gennaio 2025:

- ✓ "Amendments to IAS 21 – The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability", emessi ad agosto 2023 chiariscono come definire se una valuta è convertibile e come determinare il tasso di cambio quando non lo è. Le modifiche stabiliscono che una valuta è convertibile in un'altra quando la stessa può essere ottenuta entro un periodo di tempo, che rientra nei normali tempi amministrativi, e attraverso un mercato o un meccanismo di scambio, che genera diritti e obblighi esecutivi. La valutazione della convertibilità deve essere effettuata alla data di misurazione e per uno scopo specifico. Una valuta non è considerata convertibile, se, in tali circostanze, è possibile ottenere

solo un ammontare non significativo dell'altra valuta. In tal caso, è necessario stimare un tasso di cambio a pronti che rifletta quello di una transazione ordinaria tra partecipanti al mercato, alla data di misurazione, tenendo conto delle condizioni economiche prevalenti. Le modifiche non specificano la metodologia da applicare per la stima del tasso di cambio a pronti in caso di mancata convertibilità, consentendo l'utilizzo di un tasso di cambio osservabile senza aggiustamenti o di un'altra tecnica di stima. Sono previsti inoltre nuovi obblighi di disclosure, che richiedono di fornire informazioni tali da consentire agli utilizzatori del bilancio di comprendere gli effetti attuali e attesi della mancata convertibilità di una valuta sulla performance finanziaria, sulla posizione finanziaria e sui flussi di cassa.

L'applicazione di queste modifiche non ha comportato impatti sul presente bilancio.

4. Informazioni finanziarie relative al clima

Il Gruppo Enel, di cui la Società fa parte, ha tra i suoi pilastri portanti della strategia di Gruppo, l'obiettivo di contribuire alla transizione energetica attraverso la decarbonizzazione della produzione di energia elettrica e l'elettrificazione dei consumi energetici.

e-distribuzione contribuisce alla lotta contro il cambiamento climatico, all'elettrificazione dei consumi e alla transizione energetica, perseguendo la creazione di valore per tutti gli stakeholder.

Gli investimenti sono finalizzati a rafforzare le Smart Grid e aumentare la resilienza della rete elettrica agli eventi climatici, e in tal modo si potrà mettere a fattor comune di cittadini e imprese una rete sempre più evoluta in grado di accogliere una maggiore energia da fonti *green*, fornire più potenza e garantire una maggiore resilienza nei confronti dei fenomeni atmosferici, sempre più frequenti e intensi a causa dei cambiamenti climatici.

Sul fronte della integrazione dell'energia verde, l'obiettivo è quello di incrementare la capacità della rete elettrica di ospitare ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili.

A tal proposito, la Società 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 1,9 milioni di produttori per una potenza complessiva pari a circa 47,5 GW.

Altresì, la gestione della rete elettrica comporta la produzione di emissioni indirette di gas serra (Scope 2) associate alle perdite tecniche di energia sulla rete.

e-distribuzione sta investendo attivamente nella digitalizzazione e nell'automazione della rete elettrica (arrivata al 77,1% per le linee di media tensione) per ridurre tali perdite e aumentarne l'affidabilità, favorendo al contempo la diffusione di energia da fonti rinnovabili nel sistema energetico.

Per quanto riguarda invece l'elettrificazione dei consumi, l'intento è quello di aumentare la capacità della rete nel far fronte all'aumento dei carichi elettrici derivanti dal passaggio da altre fonti di energia all'elettricità, come nel caso delle auto elettriche, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento a pompe di calore e delle cucine a induzione.

Infine, gli interventi incentrati sulla resilienza delle reti miglioreranno la qualità del nostro servizio. In quest'ottica, la digitalizzazione della nostra rete è un aspetto fondamentale, grazie a tecniche di automazione evolute la Società è in grado di ripristinare il servizio elettrico in seguito a guasti in tempi sempre minori e con grande efficacia.

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.

5. Effetti derivanti dall'introduzione di nuovi principi e policy contabili

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

6. Operazioni straordinarie

6.1 Principali acquisizioni e disinvestimenti del periodo

In data 28 febbraio 2025, in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 9 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79, è stato sottoscritto da e-distribuzione S.p.A. l'atto di **acquisizione** del Ramo d'azienda di distribuzione di energia elettrica nel **Comune di Exilles**, avente data efficacia 1° aprile 2025. Il Ramo d'Azienda, acquisito al prezzo di euro 70 mila, comprende essenzialmente asset e clienti.

In data 9 giugno 2025 è stato sottoscritto l'atto di **acquisizione** di infrastrutture di rete elettrica in **Valtellina da A2A S.p.A.**, con data di efficacia 11 giugno 2025. Il prezzo di acquisizione è stato pari a euro 325.224,03.

L'acquisizione rappresenta la seconda fase di tre complessive (la prima fase di trasferimento asset è stata effettuata nel giugno 2023) di un'operazione relativa al trasferimento di asset di rete elettrica in Valtellina.

Entro il mese di febbraio 2027 è prevista la terza ed ultima fase di trasferimento.

In data 29 luglio 2025, in ottemperanza a quanto previsto dall'articolo 9 del Decreto Legislativo 16 marzo 1999 n. 79, e-distribuzione S.p.A. ha firmato con la "**Società Nolana per Imprese Elettriche - S.N.I.E. S.P.A.**", un contratto preliminare di **cessione** del Ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di energia elettrica del Centro Urbano del Comune di Nola.

Il Ramo d'Azienda comprende essenzialmente asset, clienti e contratti necessari lo svolgimento delle attività operative ordinarie. È escluso il trasferimento di personale.

Il prezzo provvisorio di cessione è stato pattuito pari a circa euro 6.999 migliaia, di cui euro 2.800 migliaia versati da S.N.I.E. a titolo di acconto alla data di sottoscrizione del preliminare.

Il Valore del Ramo al 31 dicembre 2025 è stato esposto, ai sensi dell'IFRS5, tra le Attività classificate come possedute per la vendita e le Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita.

Per maggiori dettagli si rimanda alla successiva nota 6.2.

In data 14 novembre 2025 è stato sottoscritto l'atto di **acquisizione** di porzione delle **stazioni elettriche di Isola di Palanzano, Farneta, Le Piane** in Emilia-Romagna da Enel Produzione S.p.A., comprendenti apparecchiature elettriche, terreni, fabbricati al prezzo complessivo pari a euro 614.309,00.

In data 19 dicembre 2025 è stato sottoscritto l'atto di **acquisizione** di porzione della **stazione elettrica di Pontecorvo** (Prov. Frosinone) da Enel Produzione S.p.A. Oggetto della compravendita è stata una porzione di terreni, fabbricati, opere civili, impianti elettrici, al prezzo complessivo di euro 163.517,00.

6.2 Attività classificate come possedute per la vendita e Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita – Euro 5.380 migliaia - Euro 41 migliaia

La seguente tabella evidenzia le principali classi di attività e passività incluse nei gruppi in dismissione classificate come possedute per la vendita al 31 dicembre 2025:

Euro migliaia			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Attività classificate come possedute per la vendita			
Immobili, impianti e macchinari	5.293	-	5.293
Attività per imposte differite	87	-	87
Totale	5.380	-	5.380

Euro migliaia			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita			
Passività contrattuali non correnti	34	-	34
Passività contrattuali	7	-	7
Totale	41	-	41

Come in precedenza esposto la voce si riferisce alla riclassifica delle attività e passività appartenenti al ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di energia elettrica del Centro Urbano del Comune di Nola che sarà ceduto nel 2026 alla società S.N.I.E. S.P.A.

La Attività classificate come possedute per la vendita, pari a euro 5.380 migliaia, accolgono essenzialmente impianti e macchinari relativi alla media e bassa tensione necessari alle attività operative ordinarie del Ramo e la relativa fiscalità anticipata rilevata sulle differenze tra i valori contabili e quelli corrispondenti riconosciuti ai fini fiscali.

Le Passività incluse nei gruppi in dismissione classificati come posseduti per la vendita, pari a euro 41 migliaia, accolgono i risconti passivi (sia quota non corrente che corrente), riferiti al valore del diritto d'uso (IRU) dell'infrastruttura fisica rientrante nel Ramo, riconosciuto ad operatori delle telecomunicazioni per l'utilizzo delle infrastrutture elettriche per la posa della propria rete in fibra ottica e debiti per lavori in corso su ordinazione, riferiti a pagamenti ricevuti dagli operatori delle telecomunicazioni per l'aggiornamento degli archivi tecnici che la Società dovrà effettuare, come previsto contrattualmente, una volta conclusi i lavori di posa della fibra ottica da parte dell'operatore di telecomunicazione e validato il relativo documento di *as built*.

Informazioni sul Conto Economico

7. Ricavi – Euro 8.426.379 migliaia

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

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024	
Ricavi trasporto energia elettrica:	7.506.253	7.053.887	452.366	6%
Ricavi trasporto energia (terzi)	5.220.923	4.395.936	824.987	19%
Ricavi trasporto energia (gruppo)	2.321.320	2.564.172	(242.852)	(9%)
Perequazioni	(291.019)	(71.091)	(219.928)	>100%
Ricavi trasporto energia elettrica esercizi precedenti:	35.648	(28.506)	64.154	(>100%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (terzi)</i>	27.220	(35.080)	62.300	(>100%)
<i>Ricavi trasporto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	8.428	6.574	1.854	28%
Ricavi da Abolizione Regulatory Lag	219.381	193.376	26.005	13%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori:	755.319	793.243	(37.924)	(5%)
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (terzi)	366.136	363.917	2.219	1%
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo (gruppo)	203.836	225.575	(21.739)	(10%)
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (terzi)	158.006	175.595	(17.589)	(10%)
Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (gruppo)	27.341	30.006	(2.665)	(9%)
Accantonamenti per rischi ed oneri (Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori)	-	(1.850)	1.850	100%
Lavori in corso su ordinazione:	23.846	19.517	4.329	22%
Lavori e servizi in corso su ordinazione (terzi)	23.846	19.517	4.329	22%
Altre vendite e prestazioni:	110.332	115.795	(5.463)	(5%)
Ricavi da vendita beni (terzi)	28.886	25.189	3.697	15%
Ricavi da vendita beni (gruppo)	-	(1)	1	10%
Ricavi per prestazioni di servizi (terzi)	73.668	84.571	(10.903)	(13%)
Ricavi per prestazioni di servizi (gruppo)	7.778	6.036	1.742	29%
Locazione beni strumentali:	20.314	18.487	1.827	10%
Locazione beni strumentali (terzi)	20.314	18.487	1.827	10%
Altri ricavi:	10.315	9.556	759	8%
Ricavi da leasing operativo (terzi)	10.315	9.556	759	8%
Totale Ricavi	8.426.379	8.010.485	415.894	5%

I Ricavi da trasporto energia elettrica, complessivamente pari al 31 dicembre 2025 a euro 7.506.253 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”.

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 aumento di euro 452.366 migliaia rispetto allo stesso periodo del 2024 (pari a euro 7.053.887 migliaia) essenzialmente in seguito:

- all'incremento dei ricavi trasporto energia, pari complessivamente a euro 582.135 migliaia (di cui euro 824.987 migliaia riferiti ai terzi, mitigati per euro 242.852 migliaia, dai minori ricavi trasporto energia da società del gruppo);

- ai maggiori ricavi trasporto energia negativi riferiti all'esercizio precedente, pari a euro 64.154 migliaia
- all'incremento dei ricavi da abolizione *regulatory lag*, pari a euro 26.005 migliaia.

Tali effetti risultano parzialmente compensati dal peggioramento delle perequazioni negative, pari complessivamente a euro 219.928 migliaia.

L'incremento dei ricavi trasporto (terzi e gruppo), pari a complessivi euro 582.135 migliaia è essenzialmente determinato dall'aumento dei ricavi fatturati nell'anno 2025 ai clienti in bassa e media tensione, per le componenti *dis* e *mis*, a remunerazione dei costi, rispettivamente, di distribuzione e di misura, per effetto dell'incremento delle tariffe obbligatorie fissate per l'anno 2025, come previsto dalle deliberazioni ARERA n. 585/24 e n. 599/23 pubblicate a dicembre 2024.

L'incremento dei ricavi trasporto energia esercizi precedenti, pari a euro 64.154 migliaia risulta principalmente determinato:

- dall'impatto positivo, pari a euro 56.276 migliaia della sopravvenienza sui ricavi da abolizione *regulatory lag* per effetto delle modifiche apportate dalla delibera ARERA n. 130/2025/R/COM che ha aggiornato il valore del deflatore dell'anno 2024 ed ha rivisto i criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas, prevedendo il passaggio dal deflatore all'indice di inflazione al consumo IPCA per il 2025: nel 2025 essa è risultata positiva per euro 40.268 migliaia, mentre nell'esercizio precedente era negativa per euro 16.008 migliaia;
- al maggior impatto positivo, di euro 49.971 migliaia delle sopravvenienze sui ricavi trasporto energia (gruppo e terzi) rilevate nell'esercizio 2025.

Tali effetti, sono stati parzialmente compensati dalla contabilizzazione, nell'anno 2025, di una sopravvenienza passiva sui ricavi trasporto, complessivamente pari a euro 40.756 migliaia, in seguito alla revisione della stima dei ricavi tariffari dell'anno 2024, effettuata per tener conto degli ultimi aggiornamenti disponibili sia dei parametri di calcolo sottostanti che dei volumi del fatturato di tale anno.

L'aumento dei ricavi da abolizione *regulatory lag*, pari a euro 26.005 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'incremento dei ricavi riferiti alla remunerazione degli investimenti, conseguenza sia degli investimenti che degli incassi dei contributi presi a riferimento nel calcolo, e sia ai parametri macroeconomici di riferimento (wacc e indice inflattivo di rivalutazione del capitale investito). Tale aumento risulta compensato dalla rilevazione dello storno e relativo recupero dei ricavi legati alla remunerazione degli ammortamenti accelerati dei contatori 1G.

L'incremento delle perequazioni negative, pari a complessivi euro 219.928 migliaia, deriva dal peggioramento dei meccanismi di perequazione dei ricavi di distribuzione, pari a euro 194.007 migliaia, e misura, pari a euro 78.771 migliaia, dovuto all'impatto negativo dei maggiori ricavi fatturati relativamente alla componente *dis* rispetto ai ricavi ammessi al 31 dicembre 2025 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente;

Tali impatti sono stati in parte mitigati:

- dall'impatto positivo della perequazione dei costi di trasmissione, a copertura dei costi di trasmissione, pari a euro 15.483 migliaia, per effetto dei minori ricavi fatturati ai traders derivanti dalla componente *tras*, rispetto ai ricavi ammessi (che risentono dei costi di trasmissione) per euro 10.701 migliaia a confronto con lo stesso periodo dell'anno precedente, nel quale l'effetto era opposto per euro 4.783 migliaia.
- dall'impatto positivo del meccanismo di perequazione usi propri, pari a euro 3.837 migliaia, dovuto ai maggiori costi di acquisto energia per usi propri sostenuti nell'esercizio 2025.

I Contributi di connessione e altri diritti accessori verso terzi e altre società del gruppo, al 31 dicembre 2025 ammontano complessivamente a euro 755.319 migliaia (euro 793.243 migliaia al 31 dicembre 2024), in decremento di euro 37.924 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è essenzialmente riconducibile alla riduzione sia dei contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati in un determinato momento (complessivamente pari a euro 20.254 migliaia), che dei contributi riferiti a prestazioni "over time" (complessivamente per euro 19.520 milioni) oltre che alla presenza, al 31 dicembre 2024, di un accantonamento per rischi e oneri riferito ai contributi di connessione, pari a euro 1.850 migliaia.

I Contributi di connessione alla rete e altri diritti accessori rilevati nel corso del tempo pari, al 31 dicembre 2025, a complessivi euro 569.972 migliaia (euro 589.492 migliaia al 31 dicembre 2024), 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 2025, a complessivi euro 185.347 migliaia (euro 205.601 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono ad obbligazioni di fare adempiute in un determinato momento da parte della Società (essenzialmente spostamento impianti, attività che determinano delle modifiche contrattuali soggettive e altre particolari attività di minore importanza, come ad esempio le connessioni temporanee o le forniture stagionali ricorrenti).

I lavori in corso su ordinazione, pari a euro 23.846 migliaia (euro 19.517 migliaia al 31 dicembre 2024), 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 in incremento di euro 4.329 migliaia rispetto ai valori dell'esercizio precedente.

Le altre vendite e prestazioni, pari al 31 dicembre 2025 a complessivi euro 110.332 migliaia (euro 115.795 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono per euro 102.554 migliaia a ricavi verso terzi e per euro 7.778 migliaia a ricavi verso le altre società del gruppo.

Le altre vendite e prestazioni verso terzi, pari a euro 102.554 migliaia (euro 109.760 migliaia al 31 dicembre 2024) accolgono essenzialmente:

- per euro 36.879 migliaia, ricavi per servizi aggiuntivi di misura a produttori e *traders* (euro 38.092 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 28.886 migliaia, ricavi per vendita a terzi di materiali e bobine (euro 25.189 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 9.623 migliaia, ricavi riferiti ai servizi svolti dalla Società per consentire a Duereti S.r.l. l'esercizio dell'attività di gestore dei sistemi di distribuzione e misura di energia elettrica quale Distribution System Operator (euro 10.825 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 8.870 migliaia, ricavi connessi a lavori di adeguamento rete AT per le cabine primarie e altre commesse richieste da Terna S.p.A. (euro 17.739 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 6.945 migliaia a proventi per richieste di messa fuori servizio impianti (euro 4.623 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 3.131 migliaia a ricavi per servizi di mitigazione resi a Terna S.p.A. (euro 2.059 migliaia al 31 dicembre 2024);

- per euro 970 migliaia a rimborsi danni ad apparecchi di misura (euro 2.089 migliaia al 31 dicembre 2024).

Le altre vendite e prestazioni verso società del gruppo, pari a euro 7.778 migliaia (euro 6.036 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono prevalentemente:

- per euro 3.000 migliaia a ricavi verso Enel Italia per servizi di consulenza strategica in tema di energy management e servizi riguardanti la progettazione e realizzazione di un sistema di monitoraggio intelligente di raccolta dati di misura per consentire l'operatività delle reti di distribuzione elettrica all'interno delle sedi delle Olimpiadi "Milano-Cortina" e di accounting dell'energia delle "venue" (euro 1.050 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 2.521 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 2.384 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 1.319 migliaia a ricavi verso Servizio Elettrico Nazionale essenzialmente per rimborsi di prelievi irregolari e danni ad apparecchi di misura (euro 1.066 migliaia al 31 dicembre 2024);
- per euro 786 migliaia (euro 1.118 migliaia al 31 dicembre 2024) a ricavi verso Enel Energia per servizi di misura e per rimborsi di prelievi irregolari e per danni ad apparecchi di misura.

I ricavi per locazioni di beni strumentali, pari a complessivi euro 20.314 migliaia (euro 18.487 migliaia al 31 dicembre 2024), riguardano essenzialmente ricavi riferiti alla concessione di diritti d'uso (IRU) per l'appoggio di fibra ottica sull'infrastruttura fisica della Società e ricavi per servizi di housing.

Gli Altri ricavi, pari a complessivi euro 10.315 migliaia (euro 9.556 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono a ricavi da leasing operativo in cui la Società opera in qualità di locatore. In particolare, per euro 3.422 migliaia, sono relativi alla locazione di spazi all'interno delle cabine di proprietà effettuata a favore di Open Fiber e per euro 6.893 migliaia a locazioni di beni strumentali a terzi.

7.1 Informazioni disaggregate sui ricavi

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

Migliaia di euro	2025	2024
Italia	8.310.632	7.953.569
Gran Bretagna	103.655	20
Spagna	343	-
Svizzera	10.907	56.497
Altri	842	399
Totale	8.426.379	8.010.485

I ricavi sono ripartiti tra "point in time" e "over time" così come esposto nella tabella seguente.

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024
Tempi di rilevazione dei ricavi			
Beni/Servizi trasferiti Point in Time	269.131	290.862	(21.731) (7%)
Beni/Servizi trasferiti Over Time	8.146.933	7.710.067	436.866 6%
TOTALE	8.416.064	8.000.929	415.135 5%

7.2 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 31.12.2025	al 31.12.2024
Crediti inclusi tra i "Crediti commerciali"	4.435.493	4.308.237
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (terzi)	3.730.732	3.446.926
di cui Crediti inclusi tra i Crediti commerciali (gruppo)	704.761	861.311
Attività derivanti da contratti con i clienti	13	13
di cui Crediti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	13	13
Passività contrattuali non correnti:	(2.508.322)	(2.810.442)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(1.365.149)	(1.532.860)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(842.501)	(988.310)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(300.672)	(289.272)
Passività contrattuali correnti:	(1.687.661)	(1.432.148)
di cui Debiti per Lavori in corso su ordinazione (terzi)	(21.585)	(18.544)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(1.038.811)	(854.203)
di cui Acconti su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(38.362)	(22.502)
di cui Acconti altri (terzi)	(11.196)	(8.778)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (terzi)	(346.456)	(311.460)
di cui Risconti passivi su connessioni alla rete e altri diritti accessori (gruppo)	(210.579)	(197.218)
di cui Risconti passivi altri (terzi)	(20.672)	(19.443)
TOTALE	239.523	65.660

I crediti commerciali sopra esposti presentano complessivamente un aumento, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 127.256 migliaia, riconducibile all'incremento dei crediti verso terzi per euro 283.806 migliaia in parte compensati dalla riduzione dei crediti verso il gruppo, per euro 156.550 migliaia (in particolare, per euro 140.716 migliaia verso Enel Energia S.p.A.; per euro 11.558 migliaia verso Servizio Elettrico Nazionale, per euro 2.325 verso Enel X Way Italia S.r.l. e per euro 1.050 migliaia dei crediti verso Enel Italia S.p.A.).

L'aumento complessivo dei crediti commerciali è principalmente riconducibile:

- all'incremento dei crediti per ricavi da abolizione *regulatory lag* pari a euro 239.160 migliaia;
- dai minori volumi, rispetto al 31 dicembre 2024, delle operazioni di cessione pro-soluto dei crediti commerciali verso terzi (per euro 125.175 migliaia);
- dal minor impatto delle svalutazioni operate sui crediti commerciali verso terzi al 31 dicembre 2025, pari complessivamente a euro 13.898 migliaia.

Tali impatti sono stati in parte mitigati dal decremento dei crediti per trasporto energia (terzi e gruppo), in seguito alla riduzione delle componenti tariffarie Arim e Asos per tutte le categorie di utenza, intervenuta nell'esercizio 2025 (come da delibere ARERA n. 599/24, n. 131/25, n. 281/25 e 429/25).

Per maggiori dettagli si rinvia alla nota n. 28 "Crediti commerciali".

Le attività da contratti con la clientela riguardano esclusivamente lavori in corso su ordinazione. Al 31 dicembre 2025 esse ammontano ad euro 13 migliaia.

Le passività contrattuali non correnti, pari ad euro (2.508.322) migliaia, accolgono essenzialmente i risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (2.207.650) migliaia) e i risconti passivi altri, relativi ai diritti di appoggio della fibra ottica (per complessivi euro (300.672) 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 2025, una riduzione pari ad euro 313.520 migliaia determinata dai rilasci delle quote di competenza del periodo (pari a euro 570.035 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 48.357 migliaia). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle nuove connessioni "over time" realizzate nell'esercizio 2025 (pari a euro 301.371 migliaia) e da altri movimenti (pari a euro 3.501 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 2025, un aumento di euro 11.400 migliaia riconducibile all'IRU relativa alle nuove tratte di infrastruttura elettrica messa a disposizione agli operatori della telefonia nel corso del 2025 (pari a euro 35.309 migliaia). Tali effetti sono parzialmente compensati dai rilasci della quota di competenza del periodo (pari a euro 20.449 migliaia), di altri movimenti in riduzione rilevati a seguito di conguagli (pari a euro 2.377 migliaia) e dalla riclassifica nelle passività correnti della quota a breve (pari a euro 1.083 migliaia).

Le passività contrattuali correnti, pari ad euro (1.687.661) migliaia, accolgono essenzialmente:

- debiti per lavori in corso su ordinazione (pari a euro (21.585) migliaia);
- acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (pari a complessivi euro (1.077.173) migliaia);
- acconti diversi (pari a euro (11.196) migliaia);
- risconti passivi su connessioni alla rete ed altri diritti accessori (per complessivi euro (557.035) migliaia);
- risconti passivi altri, riferiti ai diritti di appoggio della fibra ottica (pari a euro (20.672) migliaia).

- Gli acconti su connessioni alla rete ed altri diritti accessori si riferiscono per euro 1.038.811 migliaia ad acconti verso terzi e per euro 38.362 migliaia ad acconti verso società del gruppo (principalmente verso la società Enel Energia, per euro 30.504 migliaia, verso Enel Green Power Italia, per euro 802 migliaia, e verso Servizio Elettrico Nazionale, per euro 788 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. Il loro aumento è sostanzialmente riconducibile alle richieste di connessione impianti, sia da clienti finali sia da produttori, a complessità crescente in forte incremento rispetto allo scorso anno.

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

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

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

7.3 Obbligazioni di fare

Di seguito si fornisce l'informativa circa le *“obbligazioni di fare”* della Società relativamente alle principali tipologie di ricavo:

- 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 di riferimento), solitamente con una scadenza a 30 giorni dalla data della fattura. Nella fornitura del servizio di trasporto la Società agisce in qualità di *“principale”* avendo la responsabilità primaria della fornitura del servizio all'utente del trasporto. Nella determinazione del prezzo, e-distribuzione S.p.A. prende a riferimento le tariffe e i relativi vincoli fissati dall'ARERA in vigore nel periodo di riferimento. Come disposto dal CADE *“Codice delle Attività del Distributore di Energia Elettrica”* (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" e nel TICA "Testo integrato connessioni attive". Essi possono essere:
 - a *forfait*, nel caso di richieste di prestazioni il cui importo è definito dall'Autorità nel periodo di riferimento;
 - a spesa relativa quando l'importo del lavoro è determinato sulla base degli oneri sostenuti dal distributore (costo materiali, manodopera ed eventuali costi aggiuntivi);
 - misti nel caso in cui l'importo è determinato in parte a forfait e in parte a spesa relativa.

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

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

8. Altri proventi operativi – Euro 417.611 migliaia

Il dettaglio degli altri proventi operativi è riportato di seguito:

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024	
Contributi:	23.571	37.384	(13.813)	(37%)
Contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale (terzi)	23.571	37.384	(13.813)	(37%)
Plusvalenze da alienazione:	2.255	993.321	(991.066)	(100%)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (terzi)	2.531	4.269	(1.738)	(41%)
Plusvalenze da cessione di partecipazioni in società controllate, collegate, JV e JO (terzi)	(430)	989.052	(989.482)	(100%)
Plusvalenze da alienazione di attività materiali e immateriali (gruppo)	154	-	154	100%
Rimborsi per danni ad impianti e simili:	8.560	12.279	(3.719)	(30%)
Rimborsi per danni ad impianti e simili (terzi)	8.560	12.279	(3.719)	(30%)
Vendita materiali vari	813	419	394	94%
Penalità e altre rettifiche da fornitori	43.860	32.912	10.948	33%
Premio continuità del servizio	10.337	11.510	(1.173)	(10%)
Altri proventi connessi al business elettrico	141.250	(24.763)	166.013	(>100%)
Contributi da CSEA per Titoli efficienza energetica	170.844	193.321	(22.477)	(12%)
Altri	16.003	14.564	1.439	10%
Altri (terzi)	15.822	14.354	1.468	10%
Altri (gruppo)	181	210	(29)	(14%)
Canoni e locazioni varie:	(4)	9	(13)	(>100%)
Canoni e locazioni varie (terzi) - no IFRS 16	(4)	9	(13)	(>100%)
Rimborsi da clienti:	122	7	115	>100%
Rimborsi da clienti (terzi)	122	7	115	>100%
Totale	417.611	1.270.963	(853.352)	(67%)

I ricavi per i contributi accolgono i contributi in conto impianti, esercizio e per elettrificazione rurale e sono complessivamente pari a euro 23.571 migliaia (euro 37.384 migliaia al 31 dicembre 2024). In particolare, essi si riferiscono:

- per euro 15.671 migliaia ai rilasci dai conti dei risconti passivi, delle quote dei contributi in conto impianti ricevuti da organismi comunitari e da enti pubblici, di competenza dell'esercizio;
- per euro 5.083 migliaia ai contributi in conto esercizio incassati nell'esercizio;
- per euro 2.817 migliaia ai rilasci dai conti dei risconti passivi delle quote dei contributi per elettrificazione rurale di competenza dell'esercizio.

Il decremento della voce è principalmente attribuibile alla presenza, al 31 dicembre 2024, dell'incasso del rimborso dei costi operativi richiesto nell'istanza al Fondo per Adeguamento Prezzi di cui all'articolo 26, comma 4, lettera b), del cd. "Decreto Aiuti" presentata nell'esercizio 2023, pari a euro 15.212 migliaia.

Le plusvalenze da alienazione ammontano a euro 2.255 migliaia (euro 993.321 migliaia al 31 dicembre 2024); loro riduzione è sostanzialmente riferita alla plusvalenza rilevata al 31 dicembre 2024 in seguito al conferimento del ramo d'azienda "distribuzione energia comuni di Milano e Val Trompia" alla Società Duereti S.r.l. e alla successiva vendita del 90% della partecipazione di Duereti S.r.l. ad A2A S.p.A., pari a euro 989.052 migliaia.

I rimborsi per danni a impianti e simili, pari a euro 8.560 migliaia (euro 12.279 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono ai rimborsi assicurativi riconosciuti dalle compagnie assicuratrici a fronte del danneggiamento di alcuni impianti per eventi eccezionali.

Le vendite di materiali vari, pari a euro 813 migliaia (euro 419 migliaia), accolgono i proventi per le vendite di materiali, sia rimanenze che materiali di consumo, normalmente obsoleti, danneggiati o non utilizzati, che sono stati recuperati a seguito dello smantellamento degli impianti dismessi.

I ricavi per penalità e altre rettifiche a fornitori, pari a euro 43.860 migliaia (euro 32.912 migliaia al 31 dicembre 2024) presentano un incremento pari a euro 10.948 migliaia, dovuto principalmente all'aumento delle penalità applicate ai fornitori per inadempienze contrattuali.

Il premio sulla continuità del servizio, pari a euro 10.337 migliaia, accoglie:

- la stima del premio spettante a e-distribuzione S.p.A., nell'esercizio 2025, ai sensi del Titolo III del Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione – Periodo di regolazione 2024-2027 - Deliberazione ARERA n. 617/2023 o TIQD, pari a euro 11.100 migliaia;
- la rettifica della stima dei premi sulla continuità del servizio relativi all'esercizio 2024, determinata a seguito della Deliberazione ARERA 511/2025/R/eel, pari a euro 802 migliaia;
- l'integrazione della stima dei premi sulla continuità del servizio relativa all'esercizio 2023, pari a euro 39 migliaia.

Al 31 dicembre 2024, tale voce accoglieva la stima del premio spettante ad e-distribuzione S.p.A. per i recuperi di continuità del servizio realizzati nel 2024 (euro 11.735 migliaia) e rettifica della stima dei premi sulla continuità del servizio relativi all'esercizio 2023, determinata a seguito della Deliberazione ARERA n. 584/2024 (euro 225 migliaia).

La riduzione della voce, pari a euro 1.173 migliaia, è sostanzialmente imputabile al maggior impatto della rettifica dei premi anni precedenti e al decremento della stima del premio riferito all'esercizio corrente.

Gli altri proventi connessi al business elettrico, pari a euro 141.250 migliaia (euro (24.763) migliaia al 31 dicembre 2024) presentano un incremento di euro 166.013 migliaia. In particolare, tale variazione riguarda essenzialmente:

- per euro 138.846 migliaia, alla rilevazione del premio per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di infrastrutture di distribuzione elettrica, ai sensi dell'art. 81 del TIQD;
- per euro 31.464 migliaia, alla rettifica apportata al 31 dicembre 2024 ai ricavi per reintegro OdS e OdR anni precedenti in seguito alla presentazione dell'istanza di partecipazione al meccanismo di reintegro previsto dalla delibera n. 119/22 ARERA s.m.i.;

Tali impatti sono stati in parte mitigati dalla riduzione, pari a euro 5.012 migliaia dei premi resilienza.

Si precisa che i valori sopra esposti, contengono conto anche dei conguagli e delle revisioni di stime di esercizi precedenti.

I contributi ricevuti da CSEA per i Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 170.844 migliaia (euro 193.321 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono, per il periodo 01.01.2025-31.05.2025 ai titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2025 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2024, oltre alla quota restante dell'obbligo 2022 e una piccola quota del residuo obbligo 2023. Per il periodo 01.06.2025-31.12.2025, i contributi si riferiscono ai

titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2025, oltre alla quota restante del residuo 2023 non adempiuto.

Al 31 dicembre 2024 si riferivano, per il periodo 01.01.2024-31.05.2024, ai titoli acquistati e maturati sui progetti nel corso del 2024 per la copertura di almeno del 60% dell'obbligo 2023, oltre alla quota restante dell'obbligo 2021 e una piccola quota del residuo obbligo 2022; per il periodo 01.06.2024-31.12.2024, si riferivano invece ai titoli acquistati per contribuire alla copertura del 60% dell'obbligo 2024, oltre che alla quota restante del residuo 2022 non adempiuto.

La riduzione, pari a euro 22.477 migliaia, deriva essenzialmente dalla riduzione dei volumi dei titoli acquistati rispetto all'esercizio precedente, oltre ad una leggera flessione del contributo tariffario.

Gli Altri ricavi e proventi, complessivamente pari ad euro 16.003 migliaia (euro 14.564 migliaia al 31 dicembre 2024) presentano un incremento pari a euro 1.439 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), i ricavi derivanti dal recupero di spese da terzi e dipendenti (pari a euro 3.704 migliaia) e le fee per il servizio di incasso crediti ceduti (euro 2.751 migliaia).

I canoni e locazioni varie, negativi per euro 4 migliaia al 31 dicembre 2025 (positivi per euro 9 migliaia al 31 dicembre 2024), accolgono essenzialmente rettifiche di proventi relativi alla locazione, all'affitto e/o 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.

I rimborsi dai clienti sono pari a euro 122 migliaia (euro 7 migliaia al 31 dicembre 2024) e presentano un lieve incremento rispetto all'esercizio precedente (pari a euro 115 migliaia).

9. Materie prime e materiali di consumo – Euro 970.289 migliaia

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

Migliaia di euro				
	2025	2024	2025-2024	
Acquisto energia:	40.202	42.605	(2.403)	(6%)
Acquisto energia (gruppo)	40.068	36.232	3.836	11%
Acquisto energia esercizi precedenti:	134	6.373	(6.239)	(98%)
<i>Conguagli e revisioni di stime acquisto energia esercizi precedenti (gruppo)</i>	<i>134</i>	<i>6.373</i>	<i>(6.239)</i>	<i>(98%)</i>
Acquisto di materiali e apparecchi vari:	812.481	733.597	78.884	11%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (terzi)	811.323	732.119	79.204	11%
Acquisto di materiali e apparecchi vari (gruppo)	1.158	1.478	(320)	(22%)
Variazione rimanenze materiali	117.606	7.077	110.529	>100%
Totale	970.289	783.279	187.010	24%
<i>di cui capitalizzati</i>	<i>(854.414)</i>	<i>(686.364)</i>	<i>(168.050)</i>	24%

I costi per materie prime e materiali di consumo utilizzati presentano, al 31 dicembre 2025, un incremento complessivo di euro 187.010 migliaia riconducibile, per euro 110.529 migliaia, alla Variazione delle rimanenze e per euro 78.884 migliaia, agli Acquisti di materiali, in parte compensato dal decremento dei costi di acquisto energia elettrica per usi propri, pari a euro 2.403 migliaia.

In particolare, l'incremento della Variazione delle rimanenze pari a euro 110.529 migliaia, è riconducibile essenzialmente agli acquisti di materiale destinato ai progetti PNRR e RepowerUE, rilevato tra le immobilizzazioni materiali in corso, e al decremento degli acquisti di materiali misura per la progressiva riduzione delle attività di sostituzione massiva dei contatori.

L'aumento degli Acquisti di materiali da terzi e gruppo, pari a euro 78.884 migliaia, deriva principalmente dall'incremento degli acquisti di materiali MT/BT riscontrato nel corso del 2025 rispetto all'esercizio precedente.

Gli acquisti di energia elettrica si riferiscono all'energia elettrica acquistata per gli usi propri da Servizio Elettrico Nazionale S.p.A.; la riduzione dei costi di acquisto energia intervenuta nell'esercizio 2025, pari a euro 2.403 migliaia, è legata ai minori costi di acquisto energia esercizi precedenti (pari a euro 6.239 migliaia), in parte compensati dall'aumento dei costi di acquisto energia elettrica dell'esercizio corrente (pari a euro 3.836 migliaia).

La riduzione dei costi di acquisto energia esercizi precedenti è essenzialmente conseguenza della rilevazione di una sopravvenienza passiva registrata nell'esercizio precedente, pari a euro 6.373 migliaia.

I costi di acquisto energia elettrica del 2025, pari a euro 40.068 migliaia (euro 36.232 migliaia al 31 dicembre 2024); presentano un aumento pari a euro 3.836 migliaia, sostanzialmente dovuto all'aumento dei prezzi di acquisto all'ingrosso dell'energia elettrica nell'anno 2025 rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

10. Servizi – Euro 3.311.076 migliaia

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

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024	
Trasporto energia elettrica:	2.346.387	2.160.973	185.414	9%
Trasporto energia elettrica (terzi)	2.345.277	2.160.965	184.312	9%
Trasporto energia elettrica esercizi precedenti (terzi)	1.110	8	1.102	>100%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici:	177.735	177.694	41	-
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (terzi)	40.633	40.321	312	1%
Spese telefoniche, postali e servizi informatici (gruppo)	137.102	137.373	(271)	-
Servizi per manutenzione e riparazione impianti:	296.504	335.812	(39.308)	(12%)
Servizi per manutenzione e riparazione impianti (terzi)	296.504	335.812	(39.308)	(12%)
Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate	5.603	6.928	(1.325)	(19%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio:	63.346	51.087	12.259	24%
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (terzi)	1.756	1.892	(136)	(7%)
Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio (gruppo)	61.590	49.195	12.395	25%
Management fee e altri servizi di coordinamento (gruppo)	71.094	59.967	11.127	19%
Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo)	16.694	16.372	322	2%
Provvigioni e commissioni	672	1.060	(388)	(37%)
Trasporto, immagazzinaggio e deposito	36.492	37.925	(1.433)	(4%)
Costi per assicurazioni:	31.495	29.979	1.516	5%
Costi per assicurazioni (terzi)	28.007	26.491	1.516	6%
Costi per assicurazioni (gruppo)	3.488	3.488	-	-
Servizi connessi alla gestione di autoveicoli e altri servizi al personale - Gruppo	514	366	148	40%
Servizi e altre spese connesse al personale	8.291	6.449	1.842	29%
Prestazioni professionali e tecniche	26.924	31.203	(4.279)	(14%)
Servizi di ristorazione (gruppo)	33.806	30.871	2.935	10%
Personale distaccato (gruppo)	614	4.052	(3.438)	>100%
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	42.099	36.374	5.725	16%
Altri servizi relativi al business dell'energia elettrica	173	654	(481)	>100%
Altri costi per servizi:	42.677	42.689	(12)	-
Altri costi per servizi (terzi)	31.125	28.876	2.249	8%
Altri costi per servizi (gruppo)	11.552	13.813	(2.261)	(16%)
Costi per godimento beni di terzi				
Affitti e locazioni:	13.472	13.000	472	4%
Affitti e locazioni (terzi)	1.655	1.447	208	14%
Affitti e locazioni (gruppo)	11.817	11.553	264	2%
Canoni di noleggio:	20.786	19.362	1.424	7%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi	20.054	18.416	1.638	9%
Noleggio autoveicoli e mezzi operativi - short term	732	946	(214)	(23%)
Altri canoni e costi (terzi)	75.698	75.923	(225)	(0%)
Altri canoni e costi (gruppo)	-	43	(43)	(100%)
Totale	3.311.076	3.138.783	172.817	6%
di cui capitalizzati	(28.643)	(26.007)	(2.636)	10%

I costi per servizi, al 31 dicembre 2025, sono pari a euro 3.311.076 migliaia (euro 3.138.783 migliaia al 31 dicembre 2024) e presentano un incremento di euro 172.817 migliaia, riconducibile ai fenomeni di seguito riportati.

Si segnala che i costi per servizi e godimento beni verso società del gruppo relativi alle spese telefoniche, postali, servizi informatici, all'amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti locali, 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.

I costi per trasporto energia elettrica verso terzi si riferiscono al costo verso Terna S.p.A. per il servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale. L'aumento dei costi per trasporto energia, pari a euro 185.414 migliaia, è sostanzialmente dovuto all'impatto delle tariffe obbligatorie definite dalla delibera n. 579/24 ARERA che ha previsto un aumento dei corrispettivi per l'erogazione del servizio di trasmissione da riconoscere a Terna S.p.A. per l'anno 2025 rispetto all'anno precedente.

Le Spese telefoniche, postali e servizi informatici sono aumentate complessivamente per euro 41 migliaia, in seguito all'incremento di quelle verso terzi (pari a euro 312 migliaia), in parte compensate da quelle verso società del gruppo (pari a euro 271 migliaia).

I costi di manutenzione e riparazione impianti, pari a euro 296.504 migliaia (euro 335.812 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferiscono principalmente ai costi per la manutenzione ordinaria della rete di distribuzione (es. taglio piante, riparazione guasti, ecc). Il decremento della voce, pari a euro 39.308 migliaia, è essenzialmente conseguenza dei minori costi per interventi di riparazione a seguito di guasti (euro 33.751 migliaia), e per interventi di manutenzione preventiva (euro 3.300 migliaia) effettuati nell'esercizio 2025 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

La voce Servizi per la connessione alla rete e altre attività correlate, pari a euro 5.603 migliaia, accoglie essenzialmente costi verso fornitori di servizi di disattivazione e riattivazione connessione alla rete, allacci di forniture stagionali e/o temporanee. In particolare, il decremento riscontrato nell'esercizio 2025, pari a euro 1.325 migliaia, è strettamente correlato all'insourcing delle attività di connessione alla rete e/o di altre attività correlate, che sono state fatte con personale della Società anziché dall'impresa.

La voce Vigilanza, pulizia e altri costi di edificio, pari a euro 63.346 migliaia, si riferisce per euro 1.756 migliaia per costi verso terzi e per euro 61.590 migliaia per costi verso la società Enel Italia. In particolare, l'incremento dei costi verso Enel Italia, pari a euro 12.395 migliaia, è sostanzialmente dovuto all'incremento dei costi di edificio e servizi di pulizie, *fee* spazi e *fee* servizi edificio e dei costi di *security* del 2025 rispetto all'esercizio precedente.

La voce Management fee e altri servizi (gruppo), pari ad euro 71.094 migliaia, accoglie essenzialmente i costi per "managerial services" prestati dalla capogruppo, quelli per servizi ricevuti dalla controllante e "technical fee" per servizi resi da una società del gruppo. In particolare:

- euro 22.018 migliaia (euro 12.672 migliaia nel 2024) 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, Innovazione e Sostenibilità, Affari Europei e Audit;
- euro 17.664 migliaia (euro 19.354 migliaia nel 2024) di costi verso Enel Italia S.p.A. per la fornitura di servizi operativi e di staff: Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Amministrazione, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care;

- euro 31.412 migliaia (euro 27.941 migliaia nel 2024) verso Enel Grids S.r.l. per la fornitura di servizi tecnici nell'area Infrastrutture e Reti: supporto per lo 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 nonché servizi di Global procurement accentrati 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 voce Amministrazione del personale, service amministrativo e acquisti (gruppo) si incrementa per euro 322 migliaia essenzialmente per l'incremento dei costi per amministrazione del personale pari a euro 377 migliaia, effetto parzialmente compensato dal decremento dei costi del service amministrativo, per euro 55 migliaia.

La voce Trasporto, immagazzinaggio e deposito presenta un decremento di euro 1.433 migliaia rispetto all'esercizio precedente essenzialmente per i minori costi di noleggio mezzi di trasporto (pari a euro 2.027 migliaia).

La voce Costi per assicurazioni, pari complessivamente a euro 31.495 migliaia, accoglie prevalentemente polizze assicurative verso terzi per coperture *property*, per responsabilità civile, per gli automezzi e altri mezzi di trasporto e per cyber risk. La voce rispetto all'esercizio precedente presenta un incremento pari a euro 1.516 migliaia per l'aumento del costo delle polizze assicurative.

La voce Servizi e altre spese connesse al personale, pari a euro 8.291 migliaia (pari a euro 6.449 migliaia nel 2024) presenta un incremento di euro 1.842 migliaia per maggiori costi delle trasferte e dei viaggi del personale.

La voce Prestazioni professionali e tecniche, pari a euro 26.924 migliaia (euro 31.203 migliaia al 31 dicembre 2024), presenta un decremento di euro 4.279 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto del minor ricorso a prestazioni legali (pari a euro 2.130 migliaia) e per minori costi per consulenze specialistiche sugli impianti (pari a euro 2.146 migliaia).

La voce Servizi di ristorazione (gruppo), pari a euro 33.806 migliaia (euro 30.871 migliaia al 31 dicembre 2024), presenta un incremento di euro 2.935 migliaia rispetto all'esercizio precedente principalmente per i maggiori costi per ristorazione sostenuti nel 2025 in seguito alla revisione degli accordi regionali sui ticket e per il maggior ricorso ai ticket rispetto ai forfait mensa in caso di trasferte.

La voce Personale distaccato (gruppo), pari a euro 614 migliaia, (euro 4.052 migliaia al 31 dicembre 2024), presenta un decremento di euro 3.438 migliaia, riconducibile principalmente ai minori costi per distacco del personale di altre società del gruppo impiegato temporaneamente presso la Società.

L'accantonamento netto al fondo rischi ed oneri, pari a euro 42.099 migliaia, riflette gli accantonamenti effettuati nel 2025, pari complessivamente a euro 42.493 migliaia, connessi alla stima degli oneri per i guasti agli impianti, per danni a terzi al di sotto delle franchigie assicurative e per il fondo vertenze e contenzioso. Tali effetti risultano parzialmente compensati dai rilasci del fondo vertenze e contenzioso e del fondo per guasti agli impianti effettuati nel 2025, pari complessivamente a euro 393 migliaia.

La voce Altri servizi relativi al business dell'energia elettrica, pari a euro 173 migliaia, presenta una riduzione di euro 481 migliaia essenzialmente per la rilevazione, al 31 dicembre 2024, di costi per corrispettivi di misura prodotta e immessa riconosciuti a Terna. Nell'esercizio 2025 la voce accoglie costi per servizi ancillari.

Gli Altri costi per servizi si riducono complessivamente di euro 12 migliaia, essenzialmente per il decremento di euro 2.261 migliaia di quelli verso gruppo, in parte compensato dall'incremento di euro 2.249 migliaia degli Altri costi per servizi terzi.

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, l'incremento della voce Noleggio autoveicoli e mezzi operativi, pari a euro 1.638 migliaia, riflette i maggiori costi per noleggi temporanei di attrezzature industriali (solitamente gruppi elettrogeni) effettuati nel corso del 2025.

La riduzione della voce Altri canoni e costi (terzi), pari a euro 225 migliaia, è principalmente dovuta al decremento del canone unico patrimoniale (per euro 743 migliaia) e dei canoni demaniali (per euro 1.735 migliaia) in parte compensati dall'incremento dei canoni di attraversamento (per euro 2.329 migliaia).

11. Costo del personale – Euro 1.214.279 migliaia

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

Migliaia di euro	Note	2025	2024	2025-2024	
Salari e stipendi		857.519	821.327	36.192	4%
Oneri sociali		264.614	249.648	14.966	6%
Benefici successivi al rapporto di lavoro	36	54.133	50.381	3.752	7%
Altri benefici a lungo termine	36	4.120	1.566	2.554	>100%
Altri costi	37	31.897	22.564	9.333	41%
Accantonamenti e rilasci al fondo vertenze contenzioso	37	1.996	826	1.170	>100%
Totale		1.214.279	1.146.312	67.967	6%
<i>di cui capitalizzati</i>		<i>(612.636)</i>	<i>(540.529)</i>	<i>(72.107)</i>	<i>13%</i>

I costi del personale, al 31 dicembre 2025, presentano un aumento complessivo di euro 67.967 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Tale variazione è sostanzialmente riconducibile all'incremento dei salari e stipendi (per euro 36.192 migliaia), degli oneri sociali (per euro 14.966 migliaia), degli altri costi (per euro 9.333 migliaia), dei benefici successivi al rapporto di lavoro (per euro 3.752 migliaia), degli altri benefici a lungo termine (pari a 2.554 migliaia) e dagli accantonamenti e rilasci al fondo vertenze e contenzioso (pari a euro 1.170 migliaia).

L'aumento delle voci "Salari e stipendi", pari a euro 36.192 migliaia, è principalmente riconducibile alle maggiori retribuzioni corrisposte (per euro 35.942 migliaia) dovute sia ai nuovi ingressi di personale sia agli effetti dei rinnovi contrattuali, le maggiori indennità e i rimborsi erogati (per euro 8.541 migliaia).

Tali impatti sono stati in parte mitigati dalla diminuzione degli accantonamenti relativi all'incentivazione collettiva e individuale (per euro 4.537 migliaia) e dai minori straordinari effettuati dal personale impiegato ed operaio (per euro 3.754 migliaia) rilevati al 31 dicembre 2025 rispetto all'esercizio precedente.

L'aumento della voce "Oneri sociali", pari a euro 14.966 migliaia, è strettamente correlato all'incremento della voce "Salari e stipendi".

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 2025, è pari a euro 51.681 migliaia (euro 48.494 migliaia al 31 dicembre 2024) mentre il costo dei piani a benefici definiti, alla stessa data, risulta complessivamente pari a euro 2.452 migliaia (euro 1.886 migliaia al 31 dicembre 2024). I piani a benefici definiti in essere al 31 dicembre 2025 si riferiscono principalmente ai costi per assistenza sanitaria ASEM (per euro 1.722 migliaia), per Indennità Mensilità Aggiuntive – IMA (per euro 651 migliaia), per Indennità Sostitutive del Preavviso – ISP (per euro 62 migliaia) e per Indennità aggiuntiva contributi FOPEN (per euro 17 migliaia).

La voce "Altri benefici a lungo termine", per euro 4.120 migliaia, accoglie i costi legati al piano Premio di Fedeltà, per euro 2.094 migliaia (euro 1.488 migliaia al 31 dicembre 2024) e il costo dei Piani di incentivazione della business line Enel Grids, pari a euro 2.026 migliaia (euro 78 migliaia al 31 dicembre 2024). L'incremento della voce è da attribuire principalmente ai maggiori costi dei Piani di incentivazione della business line Enel Grids, pari a euro 2.026 migliaia al 31 dicembre 2025 (e pari a euro 78 migliaia al 31 dicembre 2024) in seguito alla rivalutazione effettuata sul piano LTI 2023 per "over performance".

La variazione in aumento degli "Altri costi", pari a euro 9.333 migliaia, è essenzialmente connessa all'iscrizione al 31 dicembre 2025, di circa euro 5.007 migliaia di perdite attuariali netti (portate a integrazione dei costi del personale) mentre nell'esercizio precedente la Società aveva rilevato utili attuariali a riduzione dei costi del personale, per circa euro 10.416 migliaia. Tale aumento è parzialmente compensato dai minori costi, pari a euro 128 migliaia, per l'esodo a contratto individuale registrato nell'esercizio 2025 rispetto ai costi registrati nell'esercizio precedente, pari a euro 6.466 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 2025 essi risultano complessivamente pari a euro 1.996 migliaia e riflettono accantonamenti per euro 4.545 migliaia e rilasci per euro 2.549 migliaia.

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

La consistenza del personale al 31 dicembre 2025 è pari a 16.705 unità e ha evidenziato un incremento di 480 unità (16.225 unità nel 2024) motivato dal forte aumento degli investimenti previsti nel piano 2025-2027 e dall'introduzione, nell'anno 2025, di un nuovo modello operativo che suddivide la forza lavoro in due turni, consentendo un miglioramento della rapidità nella risoluzione dei guasti, un innalzamento del livello di servizio al cliente e consentendo l'internalizzazione di attività a maggiore valore aggiunto.

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 2025:

	Consistenza media			Consistenza
	2025	2024	2025-2024	al 31 dicembre 2025
Dirigenti	104	106	(2)	107
Quadri	1.132	1.092	40	1.201
Impiegati (*)	7.276	7.320	(44)	7.420
Operai	7.907	7.443	464	7.977
TOTALE	16.419	15.961	458	16.705

(*) di cui 6 impiegati in Apprendistato Duale

12. Ammortamenti e impairment - Euro 1.478.586 migliaia

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

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024	
Ammortamento delle attività materiali	1.343.890	1.350.413	(6.523)	-
Ammortamento delle attività immateriali	103.986	103.722	264	-
Impairment	41.163	43.819	(2.656)	(6%)
Ripristini delle perdite di valore	(10.453)	(37.848)	27.395	(72%)
TOTALE Ammortamenti e Impairment	1.478.586	1.460.106	18.480	1%

Gli ammortamenti delle attività materiali, pari a euro 1.343.890 migliaia, si riferiscono per euro 1.266.568 migliaia all'ammortamento dei beni di proprietà e per euro 77.322 migliaia all'ammortamento del diritto d'utilizzo riconducibile alle Attività materiali in leasing.

Il decremento degli ammortamenti delle attività materiali e immateriali, pari a complessivi euro 6.259 migliaia, è la conseguenza della riduzione, pari a euro 6.523 migliaia, degli ammortamenti delle attività materiali (di cui euro 12.690 migliaia riferiti alla riduzione dell'ammortamento dei beni di proprietà, compensata per euro 6.167 migliaia dall'incremento degli ammortamenti delle attività materiali in leasing) compensata dall'aumento, pari a euro 264 migliaia, degli ammortamenti delle attività immateriali.

Si segnala che gli ammortamenti dei beni di proprietà, al 31 dicembre 2025, includono anche l'impatto negativo per euro 28.776 migliaia, dell'ammortamento dei contributi pubblici rilevati a diretta riduzione dei nuovi impianti entrati in esercizio.

L'incremento intervenuto negli ammortamenti delle attività materiali è strettamente correlato all'andamento crescente degli investimenti in attività materiali che la Società ha effettuato nel corso degli anni precedenti e anche nel corso del 2025.

La tabella di seguito riportata evidenzia la composizione degli impairment e dei ripristini di valore al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 dettagliata per tipologia:

Migliaia di euro	Note	2025	2024	2025-2024
Impairment:				
Immobili, impianti e macchinari	19-20	805	-	805
Crediti commerciali	28	14.796	24.512	(9.716)
Altri crediti		6.901	19.307	(12.406)
Totale Impairment		22.502	43.819	(21.317)
Ripristini delle perdite di valore				
Crediti commerciali	28	(10.373)	(37.752)	27.379
Altri crediti		(80)	(96)	16
Totale Ripristini delle perdite di valore		(10.453)	(37.848)	27.395

Per maggiori dettagli si rinvia alle note n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria" e n. 44 "Risk management".

13. Altri costi operativi – Euro 418.893 migliaia

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

Migliaia di euro				
	2025	2024	2025-2024	
Accantonamenti e rilasci al fondo rischi ed oneri	8.689	34.271	(25.582)	(75%)
Minusvalenze ordinarie alienazioni	25.231	32.102	(6.871)	(21%)
Imposte, tasse e tributi	28.185	22.435	5.750	26%
Titoli efficienza energetica	171.041	193.565	(22.524)	(12%)
Contributi e quote associative	3.968	2.724	1.244	46%
Erogazioni liberali	4.073	2.874	1.199	42%
Penalità sulla continuità del servizio (del. 617/23 ARERA)	98.808	64.365	34.443	54%
Indennizzi automatici interruzioni clienti finali in media tensione (del. 617/23 ARERA)	10.377	10.200	177	2%
Indennizzi per interruzioni prolungate (del. 617/23 ARERA)	15.469	13.336	2.133	16%
Contributo Fondo eventi eccezionali clienti finali bassa tensione (del. 566/19 ARERA)	-	(2.594)	2.594	(100%)
Perequazione delta perdite negativa	(14.364)	5.483	(19.847)	(>100%)
Penalità prescrizione biennale	14.621	7.205	7.416	>100%
Penalità energia reattiva	21.392	22.300	(908)	(4%)
Penalità resilienza	516	7.853	(7.337)	(93%)
Altri costi operativi:	30.887	41.126	(10.239)	(25%)
Altri oneri diversi di gestione (terzi)	24.813	32.754	(7.941)	(24%)
Altri oneri diversi di gestione (gruppo)	6.074	8.372	(2.298)	(27%)
Totale altri costi operativi	418.893	457.245	(38.722)	(8%)

La voce accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri al 31 dicembre 2025 presenta un saldo pari ad euro 8.689 migliaia (al 31 dicembre 2024 risultava pari a euro 34.271 migliaia) e riflette euro 17.370 migliaia di stanziamenti al fondo rischi ed oneri (euro 38.060 migliaia nel 2024) ed euro 8.680 migliaia di rilasci a conto economico (euro 3.789 migliaia nel 2024).

Il decremento degli accantonamenti e rilasci del fondo rischi e oneri, pari complessivamente a euro 25.582 migliaia, deriva principalmente:

- dai minori accantonamenti, effettuati nel 2025, pari a euro 20.691 migliaia, generato dalla riduzione degli accantonamenti al fondo penali resilienza (per euro 24.099 migliaia), al fondo eventi atmosferici eccezionali (per euro 1.200 migliaia), al fondo in materia di salute e sicurezza sul lavoro (pari a euro 599 migliaia) in parte compensato dai maggiori accantonamenti effettuati al fondo vertenze (pari a euro 4.597 migliaia) e per altri rischi (pari a euro 610 migliaia);
- dai maggiori rilasci effettuati nel 2025, pari a euro 4.891 migliaia, essenzialmente legati al fondo penali resilienza (per euro 3.476 migliaia), al fondo eventi atmosferici eccezionali (per euro 2.399 migliaia), al fondo imposte e tasse (per euro 942 migliaia) in parte compensati dai minori rilasci effettuati sul fondo esperimenti regolatori (per euro 1.067 migliaia) e sul fondo vertenze (per euro 879 migliaia).

Le minusvalenze, pari a euro 25.231 migliaia al 31 dicembre 2025 (euro 32.102 migliaia al 31 dicembre 2024), presentano una riduzione di euro 6.871 migliaia dovuta principalmente ai minori stralci di contatori effettuati al 31

dicembre 2025, rispetto allo stesso periodo del 2024, in conseguenza della riduzione delle attività di sostituzione massiva dei contatori.

I costi per Titoli Efficienza Energetica pari, al 31 dicembre 2025, a euro 171.041 migliaia, si riferiscono al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2025, del 2024 e del 2023 e 2022 (per gli obblighi residui).

Nel 2024 erano pari a euro 193.565 migliaia e si riferivano al costo dei titoli acquistati per coprire la quota in scadenza dell'obbligo di efficienza energetica del 2024, del 2023 e del 2022 e 2021 (per gli obblighi residui).

Il decremento dei costi per Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 22.524 migliaia, deriva dai minori volumi di TEE acquistati nell'anno 2025 e da una riduzione dei prezzi rispetto all'esercizio precedente.

I contributi e le quote associative pari a euro 3.968 migliaia, (euro 2.724 migliaia al 31 dicembre 2024) accolgono essenzialmente il contributo di funzionamento versato all'ARERA, pari a euro 2.395 migliaia (euro 1.586 migliaia al 31 dicembre 2024), quote associative ad associazioni del settore energetico per euro 427 migliaia (euro 5 migliaia al 31 dicembre 2024), quote associative ad associazioni sindacali e di categoria per euro 113 migliaia (euro 536 migliaia al 31 dicembre 2024) e i contributi consortili per euro 554 migliaia (euro 365 migliaia al 31 dicembre 2024).

Le erogazioni liberali, pari a euro 4.073 migliaia (euro 2.874 al 31 dicembre 2024), sono sostanzialmente relative al contributo straordinario riconosciuto alla Fondazione Centro Studi Enel, pari a euro 2.189 migliaia (euro 1.550 migliaia al 31 dicembre 2024) e ad Enel Cuore Onlus, pari a euro 1.824 migliaia (euro 1.281 migliaia al 31 dicembre 2024).

Con la delibera n. 617/2023/R/eel (TIQD), ARERA ha determinato le modalità di regolazione della qualità del servizio per i distributori per il periodo regolatorio 2024-2027, confermando un sistema di indennizzi e penalità a carico della Società che, al 31 dicembre 2025, ha comportato la rilevazione di:

- indennizzi per regolazione individuale dei clienti MT della continuità del servizio (Titolo IV) pari a euro 10.377 migliaia (nel 2024 pari a euro 10.200 migliaia);
- indennizzi per interruzioni prolungate ed estese (Titolo V), pari a euro 15.469 migliaia (nel 2024 pari a euro 13.336 migliaia), in aumento di euro 2.133 migliaia sostanzialmente per effetto di sopravvenienze attive registrate nel 2024 e legate ad anni precedenti.

Il contributo a carico del distributore al Fondo Eventi Eccezionali non presenta saldo nel 2025 essendo stato abolito dal TIQD, esso al 31 dicembre 2024 era negativo di euro 2.594 migliaia, per la rilevazione di un conguaglio riferito ad anni precedenti.

Per quanto riguarda la stima delle penali sulla continuità del servizio ai sensi del Titolo III del TIQD, al 31 dicembre 2025 risulta pari a euro 98.808 migliaia (euro 64.365 migliaia nel 2024). L'incremento rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 34.443 migliaia, è determinato da una previsione in peggioramento degli indicatori relativi al numero delle interruzioni lunghe e brevi senza preavviso e da obiettivi ARERA per il 2025 più stringenti rispetto a quelli del 2024.

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

La Perequazione delta perdite negativa accoglie la stima degli oneri connessi alla perequazione perdite di rete ed è negativa per euro (14.364) migliaia al 31 dicembre 2025. La riduzione di euro 19.847 migliaia rispetto all'anno 2024 deriva dal maggior impatto positivo della perequazione perdite di rete anni precedenti, pari a euro 10.077

migliaia, in parte compensata dall'incremento dell'accertamento della stima degli oneri per perdite di rete effettuati nell'anno 2025, rispetto all'esercizio precedente, pari a euro 9.770 migliaia.

La voce Penalità prescrizione biennale, pari ad euro 14.621 migliaia al 31 dicembre 2025, si riferisce alla rilevazione del corrispettivo per prescrizione biennale a carico dei distributori, previsto dall'art. 8 della delibera ARERA n. 604/2021. L'incremento riscontrato nell'esercizio 2025, pari a euro 7.416 migliaia, è strettamente collegato all'aumento intervenuto nel prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica in Italia.

La voce Penalità energia reattiva, pari ad euro 21.392 migliaia, al 31 dicembre 2025 accoglie l'accertamento delle penalità da riconoscere a Terna per l'immissione di energia reattiva sulle reti di alta e altissima tensione ai sensi della delibera ARERA n. 712/2022.

La voce Penalità resilienza, pari a euro 516 migliaia al 31 dicembre 2025, si riferisce ad un'integrazione delle penalità resilienza di competenza dell'esercizio 2024. La riduzione, pari a euro 7.337 migliaia, è essenzialmente riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2024, di un maggior accertamento delle penalità resilienza di competenza (pari a euro 7.853 migliaia).

Gli altri costi operativi, pari a complessivi euro 30.887 migliaia (euro 41.126 migliaia al 31 dicembre 2024) risultano in riduzione per euro 10.239 migliaia. Tale decremento è sostanzialmente riconducibile ai minori indennizzi pagati nel 2025 sia a terzi (per euro 3.144 migliaia) che a società del gruppo (per euro 915 migliaia), alla riduzione degli oneri per accordi transattivi (per euro 2.013 migliaia), al decremento della tassa di concessione governativa (per euro 942 migliaia) e alla riduzione delle differenze negative rilevate sui contratti di leasing (per euro 413 migliaia).

14. Costi per lavori interni capitalizzati – Euro 1.495.693 migliaia

Le capitalizzazioni si riferiscono alle seguenti tipologie di costi:

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024	
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Personale)	(612.636)	(540.529)	(72.107)	13%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Materiali)	(854.414)	(686.364)	(168.050)	24%
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni (Prestazioni di servizi)	(28.643)	(26.007)	(2.636)	10%
Totale	(1.495.693)	(1.252.900)	(242.793)	19%

I costi per lavori interni capitalizzati presentano, al 31 dicembre 2025, un aumento complessivo di circa euro 242.793 migliaia rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente per le maggiori capitalizzazioni dei costi di materiale, essenzialmente riconducibile alla capitalizzazione del materiale destinato ai progetti PNRR, (pari a euro 168.050 migliaia), del costo del personale (pari a euro 72.107 migliaia), e delle prestazioni di servizi (pari complessivamente a euro 2.636 migliaia).

L'aumento complessivo di tale voce è strettamente correlato all'incremento degli investimenti sulle reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione riscontrato nel 2025 rispetto all'esercizio precedente.

15. Proventi da partecipazioni – Euro 0 migliaia

La società, al 31 dicembre 2025, non ha conseguito proventi da partecipazioni in società controllate.

16. Proventi/(Oneri) finanziari netti da contratti derivati – Euro 10.565 migliaia

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

Migliaia di euro				
	2025	2024	2025-2024	
Proventi finanziari da derivati:				
- proventi da derivati di cash flow hedge	11.324	30.839	(19.515)	(63%)
- proventi da derivati di trading	5.014	2.312	(2.702)	(>100%)
Totale proventi finanziari da derivati	16.338	33.151	(16.813)	(51%)
Oneri finanziari da derivati:				
- oneri da derivati di cash flow hedge	(5.773)	(82)	(5.691)	>100%
Totale oneri finanziari da derivati	(5.773)	(82)	(5.691)	>100%
Totale oneri e proventi finanziari da derivati	10.565	33.069	(22.504)	(68%)

Per maggiori dettagli sui derivati si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 45 “Derivati e hedge accounting”.

17. Proventi/(Oneri) finanziari – Euro 418.232 migliaia

I proventi e oneri finanziari si riferiscono per euro 52.243 migliaia a proventi finanziari (euro 46.157 migliaia nel 2024) e per euro 470.504 migliaia a oneri finanziari (euro 644.415 migliaia nel 2024). Il loro dettaglio è riportato di seguito, unitamente ai commenti sulle voci più rilevanti:

Migliaia di euro				
	2025	2024	2025-2024	
Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo				
<i>Interessi attivi su attività finanziarie a lungo termine</i>	504	515	(11)	(2%)
<i>Interessi attivi su attività finanziarie a breve termine</i>	228	154	74	48%
<i>Interessi attivi su sul c/c intersocietario</i>	3.235	187	3.048	-
Totale Proventi finanziari al tasso di interesse effettivo	3.967	856	3.111	>100%
Altri proventi finanziari	48.276	45.301	2.975	7%
Totale proventi finanziari	52.243	46.157	6.086	13%
Interessi passivi al tasso di interesse effettivo:				
<i>Interessi passivi su finanziamenti bancari</i>	(104.375)	(142.505)	38.130	(27%)
<i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - terzi</i>	(3.696)	(3.064)	(632)	21%
<i>Interessi passivi su finanziamenti da leasing - gruppo</i>	(3.915)	(4.479)	564	(13%)
<i>Interessi passivi su altri finanziamenti</i>	(221.936)	(263.215)	41.279	(16%)
<i>Interessi passivi sul c/c intersocietario e oneri su credito di firma</i>	(27.748)	(99.372)	71.624	(72%)
<i>Interessi passivi su linea di credito revolving</i>	(54.982)	(78.571)	23.589	(30%)
<i>Commissioni passive sul factoring</i>	(26.766)	(23.656)	(3.110)	13%
Totale interessi passivi al tasso di interesse effettivo	(443.418)	(614.862)	171.444	(28%)
Differenze negative di cambio	(2)	(1)	(1)	100%
Interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale	(9.563)	(7.774)	(1.789)	23%
Interessi passivi su trattamenti di fine rapporto non correlati a piani di ristrutturazione	(31)	(178)	147	(83%)
Oneri finanziari da attualizzazione - Fondi per programmi di ristrutturazione	(3.139)	(5.812)	2.673	(46%)
Altri oneri finanziari	(14.351)	(15.788)	1.437	(9%)
Totale oneri finanziari	(470.504)	(644.415)	173.911	(27%)
Impairment e ripristini di valore di Crediti finanziari	29	100	(71)	(71%)
Totale proventi/(oneri) finanziari netti	(418.232)	(598.158)	179.926	(30%)

I proventi finanziari al tasso di interesse effettivo sono pari a euro 3.967 migliaia (euro 856 migliaia al 31 dicembre 2024). L'incremento di euro 3.111 migliaia, è essenzialmente riconducibile all'aumento degli interessi attivi sul conto corrente intersocietario (pari a euro 3.048 migliaia) dovuto alla presenza di un saldo positivo del conto corrente intercompany per vari periodi del 2025. Si evidenzia che sui saldi giornalieri a credito, è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2025, un tasso che è variato mensilmente.

Gli altri proventi finanziari, pari a euro 48.276 migliaia, si riferiscono essenzialmente:

- per euro 43.802 migliaia (euro 40.464 migliaia al 31 dicembre 2024) ai proventi da attualizzazione del credito verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali relativo al rimborso degli oneri straordinari connessi alla dismissione anticipata dei contatori elettromeccanici, sostituiti con contatori elettronici;
- per euro 3.038 migliaia (euro 3.172 migliaia nel 2024) ai proventi attivi maturati sugli acquisti dei crediti d'imposta al fine di utilizzarli in compensazione con i debiti fiscali e contributivi secondo quanto prevede l'art. 121 del D.L. n. 34/2020 "c.d. DL Rilancio;
- per euro 983 migliaia (euro 638 migliaia nel 2024) agli interessi attivi di mora fatturati ai clienti;
- per euro 95 migliaia (euro 528 migliaia nel 2024) agli interessi attivi riconosciuti da CSEA in sede di reintegro OdS;
- per euro 12 migliaia (euro 12 migliaia nel 2024) 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 2025 sono pari a euro 443.418 migliaia (euro 614.862 migliaia al 31 dicembre 2024) e presentano un decremento di circa euro 171.444 migliaia. Essi sono essenzialmente riferiti a:

- gli oneri finanziari su finanziamenti bancari, pari a euro 104.375 migliaia (euro 142.505 migliaia nel 2024) relativi principalmente agli interessi maturati su finanziamenti erogati dalla Banca Europea degli Investimenti e dalla Cassa Depositi e Prestiti. Il decremento della voce è principalmente riconducibile alla riduzione dei tassi di interesse intervenuta nell'esercizio 2025 rispetto a quello precedente;
- gli interessi passivi su finanziamenti da leasing terzi e gruppo complessivamente pari a euro 7.611 migliaia (euro 7.544 migliaia al 31 dicembre 2024);
- gli interessi passivi su altri finanziamenti, pari a euro 221.936 migliaia (euro 263.215 migliaia nel 2024) relativi agli interessi verso la controllante Enel Italia S.p.A. maturati sui finanziamenti a medio lungo termine;
- gli interessi passivi sul c/c intersocietario e gli oneri su credito di firma, pari complessivamente a euro 27.748 migliaia (euro 99.372 migliaia nel 2024) di cui euro 5.118 migliaia verso la capogruppo ed euro 22.630 migliaia verso la controllante, presentano una riduzione complessiva di euro 71.624 migliaia. La riduzione della voce è quasi del tutto riconducibile alla riduzione degli interessi passivi su conto corrente intersocietario (pari a euro 70.915 migliaia) dovuta in parte all'andamento negativo del conto corrente intersocietario nel corso dell'anno 2025 e in parte alla riduzione dei tassi registrata nell'esercizio 2025. Si evidenzia anche che sui saldi giornalieri a debito del conto corrente intersocietario è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2025, un tasso di interesse pari all'"Euribor ad un mese-media mensile", maggiorato di uno spread pari allo 0,76% fino al 30 settembre 2025 e dello 0,73% dal 1° ottobre 2025;
- gli interessi passivi sulla linea di credito revolving con la controllante, pari a euro 54.982 migliaia nell'esercizio 2025 (euro 78.571 migliaia nel 2024) presentano un decremento, pari a euro 23.589 migliaia, essenzialmente riconducibile alla riduzione dell'importo nominale richiesto (nel 2025 la linea di credito è pari a euro 1.500.000 migliaia mentre nel 2024 era pari a euro 2.000.000 migliaia);

- le commissioni passive sul factoring, pari a euro 26.766 migliaia (euro 23.656 migliaia nel 2024), si riferiscono alle commissioni pagate sulle cessioni credito pro-soluto effettuate nell'esercizio 2025. L'incremento registrato nella voce è essenzialmente riconducibile al maggior volume delle cessioni credito pro-soluto effettuate nell'esercizio corrente.

Gli interessi passivi su piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine relativi al personale per euro 9.563 migliaia (euro 7.774 migliaia nel 2024) presentano un aumento pari a euro 1.789 migliaia, determinato principalmente dalla rivisitazione delle stime attuariali della Previdenza Integrativa Aziendale (PIA), pari a euro 2.341 migliaia, effetto parzialmente compensato della riduzione del Fondo Trattamento di fine rapporto (TFR), pari a euro 425 migliaia, del Fondo Indennità Mensilità Aggiuntive (IMA) pari a euro 63 migliaia e del Fondo Premio di fedeltà pari a euro 56 migliaia.

Gli altri oneri finanziari, pari a euro 14.351 migliaia, si riferiscono principalmente:

- agli interessi legali maturati sugli anticipi del 30% ricevuti dai produttori, pari a euro 5.120 migliaia (euro 7.476 migliaia nel 2024) il cui decremento, rispetto all'esercizio precedente, è dovuto alla riduzione del tasso di interesse legale preso a riferimento per il loro calcolo (passato da 2,4% del 2024 a 2% del 2025);
- agli interessi passivi di mora riconosciuti a fornitori e terzi pari a euro 5.066 migliaia (euro 5.987 migliaia nel 2024) la cui riduzione, pari a euro 921 migliaia, è principalmente riconducibile sia ai minori volumi che alla riduzione dei tassi applicati sulle dilazioni del debito per componente ASOS del 2025;
- 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 2.462 migliaia (euro 2.624 migliaia nel 2024);
- gli oneri finanziari, pari a euro 608 migliaia (euro 719 migliaia nel 2024), accantonati al Fondo Vertenze e Contenzioso;
- agli oneri finanziari verso la capogruppo, pari a euro 493 migliaia (euro 492 migliaia nel 2024) per ARCA e FISDE.

La voce "Impairment e ripristini di valore di crediti finanziari" riflette, per effetto dell'applicazione dell'IFRS 9 il ripristino di valore di crediti finanziari, pari a euro 58 migliaia, in parte mitigato dalla svalutazione delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 29 migliaia) effettuati nell'esercizio 2025.

Nell'esercizio 2024 la voce accoglieva il ripristino di valore dei crediti finanziari (pari a euro 50 migliaia), e delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti (pari a euro 50 migliaia).

Per maggiori dettagli sull'impairment si rimanda alla nota n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

18. Imposte – Euro 750.097 migliaia

Di seguito si riporta la composizione delle imposte al 31 dicembre 2025 confrontata con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	2025	2024	2025-2024	
Imposte Correnti	738.711	548.017	190.694	35%
IRES	588.826	433.939	154.887	36%
IRAP	149.885	114.078	35.807	31%
Rettifiche per imposte sul reddito relative ad esercizi precedenti	(46.481)	(40.903)	(5.578)	14%
Sopravvenienza IRES	(40.950)	(40.323)	(627)	2%
Sopravvenienza IRAP	(5.531)	(580)	(4.951)	>100%
Imposte differite	(588)	544	(1.132)	(>100%)
Imposte anticipate	58.455	93.903	(35.448)	(38%)
Totale Imposte	750.097	601.561	148.536	25%

Al 31 dicembre 2025, le imposte sono costituite per euro 547.876 migliaia dall'IRES (24%) e per euro 144.354 migliaia dall'IRAP (stimata al 4,87%). Tali valori comprendono anche l'effetto positivo delle sopravvenienze IRES e IRAP rilevate nell'esercizio corrente (pari complessivamente a euro 46.481 migliaia).

L'aumento delle sopravvenienze attive 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 57.867 migliaia.

Al 31 dicembre 2025 l'incidenza delle imposte complessive, pari a euro 750.097 migliaia, sul risultato ante imposte, pari a euro 2.538.893 migliaia, è pari al 29,54%.

Nel 2024 le imposte sul reddito sono state pari a euro 601.561 migliaia, a fronte di un risultato ante imposte di euro 2.983.535 migliaia, è pari al 20%.

La maggiore incidenza delle imposte sull'utile ante imposte, rispetto all'anno precedente, è principalmente riconducibile alla tassazione in regime PEX, nell'esercizio 2024, della plusvalenza realizzata nell'ambito della cessione della partecipazione detenuta in Duereti S.r.l. in parte compensata dal minor utile ante imposte rilevato nel 2025 rispetto all'anno precedente.

La riduzione delle attività per imposte anticipate è principalmente collegata alla movimentazione intervenuta nell'esercizio 2025 nei risconti passivi sui contributi alla clientela stanziati in fase di prima applicazione del principio contabile IFRS 15, nei fondi rischi e oneri e nella differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli riconosciuti ai fini fiscali.

La variazione delle imposte rilevate direttamente a Patrimonio Netto è complessivamente pari a euro 11.961 migliaia (per euro 10.370 migliaia al 31 dicembre 2024) 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, sulla riserva di PN da prima applicazione IFRS 15 e sugli 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

	2025	2024
Risultato ante imposte	2.538.893	2.983.535
Aliquota fiscale applicabile	24%	24%
Imposte teoriche IRES	609.334	716.048
Minori imposte:	(161.619)	(439.925)
plusvalenze da partecipazioni pex	-	(227.397)
dividendi da partecipazioni	-	-
utilizzo fondi	(62.034)	(101.526)
ammortamenti (e.s.reversal)	(31.436)	(27.068)
deduzione IRAP da IRES	-	-
deduzione oneri a Patrimonio Netto	-	-
Altro	(68.149)	(83.934)
Maggiori imposte:	141.110	157.816
accantonamento ai fondi	52.343	51.830
Ammortamenti	56.362	67.155
telefonia e autoveicoli	2.469	2.720
Altro	29.936	36.111
Totale imposte correnti sul reddito (IRES)	588.825	433.939
IRAP	149.886	114.078
Totale fiscalità differita	44.200	88.797
Differenze su stime imposte anni precedenti	(32.814)	(35.253)
Imposte estere	-	-
Imposte sul reddito	750.097	601.561

Informazioni sullo Stato Patrimoniale

Attivo

Attività non correnti

19. Immobili, impianti e macchinari – Euro 25.671.501 migliaia

La consistenza e la movimentazione degli immobili, impianti e macchinari (dell'esercizio 2025 e 2024) 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 31.12.2024									
Costo originario	126.923	1.750.043	50.545.501	206.613	287.740	509.311	208.182	2.023.531	55.657.844
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	141.934	1.893.272	53.371.525	206.646	287.453	509.311	208.182	2.023.531	58.641.854
Fondo ammortamento	-	(1.161.654)	(34.282.572)	(136.366)	(235.822)	(221.585)	(172.511)	-	(36.210.510)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.712	694.840	334	2.993	-	-	-	728.879
Consistenza al 31.12.2024	141.934	762.330	19.783.793	70.614	54.624	287.726	35.671	2.023.531	23.160.223
Investimenti ordinari	4.830	44.446	2.202.391	18.079	32.144	67.302	2.214	1.926.390	4.297.796
Disinvestimenti ordinari:	(110)	(143)	(25.233)	(471)	(9)	(6.956)	-	12	(32.910)
Valore lordo	(110)	(268)	(327.800)	(3.707)	(4.046)	(13.804)	(297)	12	(350.020)
Fondo ammortamento	-	125	297.439	3.236	4.037	6.848	297	-	311.982
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	5.128	-	-	-	-	-	5.128
Disinvestimenti straordinari:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contributi pubblici:	(2.525)	(33.975)	(338.450)	-	-	-	-	-	(374.950)
Valore lordo	(2.525)	(35.135)	(366.066)	-	-	-	-	-	(403.726)
Fondo ammortamento	-	1.160	27.616	-	-	-	-	-	28.776
Riclassifiche altre:	(22)	(176)	293	(11)	11	-	(95)	-	-
Valore lordo	(22)	(80)	317	(11)	11	-	(215)	-	-
Fondo ammortamento	-	(96)	(24)	-	-	-	120	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	5.205	68.636	914.530	-	853	17.083	7.892	(1.014.199)	-
Ammortamenti	-	(38.233)	(1.206.553)	(13.693)	(27.524)	(77.322)	(9.349)	-	(1.372.674)
Altri movimenti:	8	(3)	(5.209)	-	38	(44)	-	(805)	(6.015)
Valore lordo	8	(74)	(11.761)	121	42	(53)	(3.241)	(805)	(15.763)
Fondo ammortamento	-	71	6.552	(90)	(4)	9	3.241	-	9.779
Totale variazioni	7.386	40.552	1.541.769	3.904	5.513	63	662	911.398	2.511.247
Situazione al 31.12.2025									
Costo originario	134.309	1.827.568	52.957.112	221.095	316.744	579.839	214.535	2.934.929	59.186.131
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	149.320	1.970.797	55.783.136	221.128	316.457	579.839	214.535	2.934.929	62.170.141
Fondo ammortamento	-	(1.198.627)	(35.157.542)	(146.913)	(259.313)	(292.050)	(178.202)	-	(37.232.647)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.712	699.968	334	2.993	-	-	-	734.007
Consistenza al 31.12.2025	149.320	802.882	21.325.562	74.549	60.137	287.789	36.333	2.934.929	25.671.501

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 31.12.2023									
Costo originario	124.667	1.711.144	49.513.393	198.823	263.178	411.981	200.737	1.693.768	54.117.691
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	139.678	1.854.373	52.339.417	198.856	262.891	411.981	200.737	1.693.768	57.101.701
Fondo ammortamento	-	(1.145.096)	(34.021.412)	(128.861)	(224.252)	(180.421)	(164.629)	-	(35.864.671)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.872	685.320	334	2.993	-	-	-	719.519
Consistenza al 31.12.2023	139.678	740.149	19.003.325	70.329	41.632	231.560	36.108	1.693.768	21.956.549
Investimenti ordinari	4.375	43.343	2.059.762	15.240	35.940	133.613	1.241	1.295.662	3.589.176
Investimenti straordinari:									
Disinvestimenti ordinari:	(66)	(193)	(31.486)	(1.134)	(53)	(12.854)	(739)	191	(46.334)
Valore lordo	(66)	(479)	(431.567)	(5.792)	(9.462)	(42.005)	(3.647)	191	(492.827)
Fondo ammortamento	-	283	397.403	4.658	9.409	29.151	2.908	-	443.812
Rivalutazione Legge n.350/03	-	3	2.678	-	-	-	-	-	2.681
Disinvestimenti straordinari:	(4.597)	(16.284)	(342.899)	(557)	(511)	(2.224)	-	(25.633)	(392.705)
Valore lordo	(4.597)	(35.296)	(887.852)	(1.705)	(2.099)	(3.062)	-	(25.633)	(960.244)
Fondo ammortamento	-	19.175	538.112	1.148	1.588	838	-	-	560.861
Rivalutazione Legge n.350/03	-	(163)	6.841	-	-	-	-	-	6.678
Contributi pubblici:	(957)	(25.718)	(562.567)	-	-	-	-	-	(589.242)
Valore lordo	(957)	(25.883)	(569.288)	-	-	-	-	-	(596.128)
Fondo ammortamento	-	165	6.721	-	-	-	-	-	6.886
Riclassifiche altre:	(78)	(223)	254	(4)	51	-	-	-	-
Valore lordo	(78)	(254)	278	(130)	183	-	-	-	(1,00)
Fondo ammortamento	-	31	(25)	126	(132)	-	-	-	-
Rivalutazione Legge n.350/03	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Passaggi in esercizio	3.579	57.468	860.775	-	-	8.784	9.851	(940.457)	-
Ammortamenti	-	(36.212)	(1.203.371)	(13.338)	(22.435)	(71.153)	(10.790)	-	(1.357.299)
Altri movimenti:	-	-	-	78	-	-	-	-	78
Valore lordo	-	-	-	177	-	-	-	-	177
Fondo ammortamento	-	-	-	(99)	-	-	-	-	(99)
Totale variazioni	2.256	22.181	780.468	285	12.992	56.166	(437)	329.763	1.203.674
Situazione al 31.12.2024									
Costo originario	126.923	1.750.043	50.545.501	206.613	287.740	509.311	208.182	2.023.531	55.657.844
Rivalutazioni	15.011	143.229	2.826.024	33	(287)	-	-	-	2.984.010
Valore lordo di bilancio	141.934	1.893.272	53.371.525	206.646	287.453	509.311	208.182	2.023.531	58.641.854
Fondo ammortamento	-	(1.161.654)	(34.282.572)	(136.366)	(235.822)	(221.585)	(172.511)	-	(36.210.510)
Rivalutazione Legge n.350/03	-	30.712	694.840	334	2.993	-	-	-	728.879
Consistenza al 31.12.2024	141.934	762.330	19.783.793	70.614	54.624	287.726	35.671	2.023.531	23.160.223

Il valore al 31 dicembre 2025 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. 20 "Leasing operativo" del Bilancio d'esercizio.

I contributi pubblici ricevuti per l'acquisto, la costruzione o l'acquisizione di attività immobilizzate sono portati a riduzione del valore contabile del bene e rilevati a Conto economico durante la vita ammortizzabile del bene come riduzione del costo dell'ammortamento.

Nel caso non ci siano sufficienti informazioni per consentirne un'adeguata attribuzione alle relative attività immobilizzate cui si riferiscono, i contributi pubblici in conto impianti sono rilevati come risconti passivi, tra le altre passività, e rilevati a Conto economico su base sistematica lungo la vita utile del bene.

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	2-4- 5-10-17-20 anni

In aggiunta a quanto sopra riportato, si segnala che l'ammortamento inizia quando il bene è disponibile all'uso e 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.

L'aumento della voce immobili, impianti e macchinari deriva dagli investimenti dell'esercizio 2025 di seguito dettagliati per tipologia di investimento e confrontati con quelli dell'esercizio 2024:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Terreni e fabbricati	2.820	1.035	1.785
Reti di distribuzione:	3.597.837	2.657.606	940.231
<i>Impianti di Alta Tensione</i>	607.112	313.990	293.122
<i>Impianti di Media Tensione</i>	1.783.929	1.203.201	580.728
<i>Impianti di Bassa Tensione</i>	1.206.796	1.140.415	66.381
Altri impianti e macchinari	133.126	120.379	12.747
Altri beni e attrezzature	52.584	52.672	(88)
Migliorie su beni di terzi	26.520	38.345	(11.825)
Attività materiali in leasing (incluso acconti)	13.880	133.613	(119.733)
Anticipi e acconti attività materiali di proprietà	67.302	(10.602)	77.904
Totale investimenti ordinari	3.894.069	2.993.048	901.021
Totale	3.894.069	2.993.048	901.021

Di seguito si riporta il dettaglio degli investimenti per destinazione:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Investimenti per richiesta clienti o terzi	1.385.715	1.092.285	293.430
Investimenti in qualità del servizio ed altro	2.174.058	1.466.141	707.918
Investimenti in contatori elettronici	253.113	311.611	(58.498)
Totale investimenti ordinari	3.812.887	2.870.037	942.850
Attività materiali in leasing (incluso acconti)	13.880	133.613	(119.733)
Anticipi e acconti attività materiali di proprietà	67.302	(10.602)	77.904
Totale	3.894.069	2.993.048	901.021

Gli investimenti del 2025 risentono dalla rettifica dei contributi pubblici, per un importo complessivo pari a euro 403.726 migliaia, riferiti essenzialmente a PNRR (euro 335.309 migliaia), a progetti finanziati PON/POR (euro 57.342 migliaia) e altri progetti (euro 11.075 migliaia) ed hanno interessato impianti in media tensione (euro 275.265 milioni), in alta tensione (euro 102.805 milioni), in bassa tensione (euro 20.408 milioni) e altri impianti (euro 5.248 milioni).

Gli investimenti "lordi" (intesi al lordo dell'effetto della rettifica dei contributi in conto impianti) nel 2025, rispetto all'esercizio precedente, presentano un forte incremento, pari a euro 708.619 migliaia, principalmente per la crescita dei progetti di "qualità del servizio e altro" (per euro 544.967 migliaia), per le maggiori richieste di clienti o terzi (per euro 263.979 migliaia) e l'incremento degli anticipi a fornitori per forniture di attività materiali (per euro 77.904 migliaia). Tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione degli investimenti in attività materiali in leasing, incluso acconti (per euro 119.733 migliaia) e dal decremento degli investimenti in contatori elettronici (per euro 58.498 migliaia).

L'incremento dei progetti di "qualità del servizio e altro" è sostanzialmente riconducibile all'aumento degli investimenti sia nei progetti del PNRR, pari ad euro 398.961 migliaia, che in quelli non PNRR, pari a euro 146.006 migliaia.

Si segnala che gli investimenti in progetti di "qualità del servizio e altro" raccolgono, tra l'altro, gli investimenti finalizzati alla lotta contro il cambiamento climatico, all'elettrificazione dei consumi e alla transizione energetica, in particolare con l'obiettivo di:

- ✓ rafforzare le *smart grid*, aumentare la resilienza della rete elettrica agli eventi climatici e ridurre le perdite tecniche di energia sulla rete;
- ✓ incrementare la capacità della rete elettrica di ospitare ulteriore Generazione Distribuita da fonti rinnovabili al fine di abilitare la produzione di energia da fonte rinnovabile
- ✓ incrementare l'elettrificazione dei consumi aumentando la capacità della rete nel far fronte all'aumento dei carichi elettrici derivanti dal passaggio da altre fonti di energia all'elettricità, come nel caso delle auto elettriche, dei sistemi di riscaldamento e raffrescamento a pompe di calore e delle cucine a induzione.

Relativamente alla resilienza, le principali leve di intervento utilizzate nel 2025, in continuità con i piani precedenti, sono state: l'aumento della cavizzazione della rete, mediante sostituzione di conduttori aerei nudi con cavo (aereo o interrato) e l'incremento del grado di magliatura della rete, mediante richiuse o trasversali in cavo tra linee esistenti.

Nell'ambito del Piano Resilienza, nel 2025 sono stati realizzati investimenti su tutto il territorio nazionale, per complessivi euro 33.153 migliaia (quasi euro 1.001.866 migliaia investiti dal 2017 al 2025 compresi).

Si ricorda, inoltre, che nel 2024 è stato avviato un Piano Transitorio nell'ambito del progetto "Resilienza Climatica", in ottemperanza di quanto previsto dalla delibera n. 617/2023; tale piano è andato a regime nel 2025 con investimenti nel 2025 pari a euro 202.626 migliaia (quasi euro 223.944 migliaia totali complessivamente investiti nel 2024 e 2025 per il progetto in fase pilota e a regime).

L'aumento riscontrato al 31 dicembre 2025 negli investimenti per le richieste dei clienti e/o dei terzi, pari a euro 263.979 migliaia, è riconducibile a maggiori spese per connessioni passive (per euro 120.348 migliaia), per richieste di produttori (per euro 130.306 migliaia) e per lavori per richieste di spostamento impianti (per euro 11.530 migliaia).

La riduzione degli investimenti in contatori elettronici di euro 58.498 migliaia è dipesa sia dalla riduzione del volume delle installazioni dei contatori di produzione (M2) sulle connessioni dei *prosumers* con potenza fino a 20 KW, per attuazione della delibera ARERA n. 361/23, sia dalla riduzione progressiva delle attività di sostituzione massiva dei contatori.

Tra gli investimenti in contatori elettronici, sono presenti rettifiche per euro 80 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.

Nella Relazione sulla gestione è riportata un'analisi di maggior dettaglio degli investimenti.

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

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Terreni	25.578	19.490	6.088
Fabbricati	301.436	163.347	138.089
Impianti e macchinari	2.444.551	1.688.017	756.534
Altri beni	-	853	(853)
Migliorie su immobili di terzi	82.893	66.540	16.353
Attività materiali in leasing	-	18.477	(18.477)
Acconti	80.470	66.806	13.664
Totale immobilizzazioni in corso e acconti	2.934.929	2.023.530	911.399

Al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 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 2025 classificati per tipologia d'impianto.

Migliaia di euro

	al 31.12.2025			al 31.12.2024	2025-2024
	Valore lordo	Ammortamento	Totale	Totale	Scostamento
Terreni	149.320	-	149.320	141.934	(141.934)
Fabbricati civili	7.714	6.241	1.473	1.635	4.606
Fabbricati strumentali	1.963.083	1.161.674	801.409	760.695	400.979
Reti di distribuzione					
Linee di alta tensione	21.885	5.539	16.346	16.704	(11.165)
Cabine primarie	4.720.569	3.275.574	1.444.995	1.354.497	1.921.077
Cabine secondarie e trasformatori delle cabine secondarie	7.114.047	3.577.633	3.536.414	3.300.898	276.735
Linee di media tensione	16.848.428	10.534.771	6.313.657	5.767.601	4.767.170
Linee di bassa tensione	16.752.994	10.992.022	5.760.972	5.225.299	5.766.723
Prese	4.712.944	3.032.657	1.680.287	1.609.817	1.422.840
Contatori	3.719.490	1.623.605	2.095.885	2.085.291	(461.686)
Altri impianti	1.892.779	1.415.774	477.005	423.686	992.088
Totale reti di distribuzione	55.783.136	34.457.575	21.325.561	19.783.793	14.673.782
Attrezzature	221.128	146.579	74.549	70.614	75.965
Altri beni	316.457	256.320	60.137	54.624	201.696
Attività materiali in leasing	579.839	292.050	287.789	287.726	4.324
Migliori su beni di terzi	214.535	178.201	36.334	35.671	142.530
Immobilizzazioni in corso e acconti	2.934.929	-	2.934.929	2.023.531	(2.023.531)
Totale	62.170.141	36.498.640	25.671.501	23.160.223	13.338.417

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".

20. Leasing operativo

Società operante come locatario – Euro 287.789 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 31.12.2024	119.345	129.048	39.333	287.726
Incrementi	23.016	21.747	39.622	84.385
Ammortamenti	(31.035)	(42.328)	(3.959)	(77.322)
Impairment rilevato a Conto Economico	-	-	-	-
Altri movimenti	-	-	(44)	(44)
Dismissioni	(4.004)	(2.952)	-	(6.956)
Saldo al 31.12.2025	107.322	105.515	74.952	287.789

Si segnala che la voce "Altri beni in leasing" accoglie, al 31 dicembre 2025, i diritti di uso della fibra ottica utilizzata per il rilegamento delle cabine, acquistati in modalità IRU, e regolati finanziariamente in via anticipata.

Si riporta di seguito la stima delle vite utili dei diritti d'uso:

	Vita utile
Fabbricati in leasing uso ufficio	≤ 15 anni
Fabbricati in leasing uso cabine	6 - 18 anni
Piattaforme logistiche	6 anni
Veicoli e altri mezzi di trasporto in leasing	3 - 8 anni
IRU su fibra ottica per rilegamento cabine	20 anni

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 31.12.2025
Saldo al 01.01.2024	254.083
Incrementi	67.302
Rimborsi	(100.996)
Altri movimenti	669
Totale al 31 dicembre 2025	221.058
<i>di cui non corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	156.130
<i>di cui corrente (si veda nota 35 "Finanziamenti")</i>	64.928

I rimborsi totali per leasing nel 2025 sono stati pari a euro 100.996 migliaia (euro 73.932 migliaia nel 2024), mentre le nuove integrazioni delle passività per leasing sono state pari a euro 67.302 migliaia nel 2025 (euro 133.613 migliaia nel

2024). Si segnalano inoltre nel 2025 altri movimenti positivi per euro 669 migliaia (negativi per euro 6.934 migliaia nel 2024, di cui euro 1.389 migliaia riferiti alle passività per leasing afferenti ai contratti conferiti, con data efficacia 31 dicembre 2024, alla società Duereti S.r.l.).

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 31.12.2025
Ammortamenti beni in leasing	77.321
Interessi passivi su passività finanziarie per leasing	7.611
Costi short-term leasing (inclusi tra i costi per servizi)	746
Costi per leasing variabili (inclusi tra i costi per servizi)	6
Totale	85.684

Informazioni aggiuntive

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

Migliaia di euro	
	al 31.12.2025
entro un anno	71.118
tra uno e cinque anni	147.440
oltre 5 anni	20.307
Totale	238.865

Società operante come locatore – Euro 10.315 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 operatori delle telecomunicazioni per l'appoggio di proprie apparecchiature. Tali canoni sono contabilizzati alla voce "Ricavi" e sono stati pari a euro 10.315 migliaia nel 2025 (euro 9.556 al 31 dicembre 2024).

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

Migliaia di euro	
	al 31.12.2025
entro un anno	8.967
tra uno e cinque anni	17.638
oltre 5 anni	-
Totale	26.606

21. Attività immateriali – Euro 467.055 migliaia

Il dettaglio e la movimentazione delle attività immateriali (dell'esercizio 2025 e 2024) 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	1.243.760	233.534	260.879	69.755	1.812.736
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.808)	(974.143)	(74.747)	(260.879)	-	(1.314.577)
Consistenza al 31 dicembre 2024	-	269.617	158.787	-	69.755	498.159
Investimenti	-	3.670	18.168	-	51.049	72.887
Passaggi in esercizio	-	53.797	13.401	-	(67.198)	-
Dismissioni	-	(3)	-	-	-	(3)
Ammortamento	-	(70.741)	(33.245)	-	-	(103.986)
Totale variazioni	-	(13.277)	(1.676)	-	(16.149)	(31.102)
Costo	4.808	1.175.079	265.102	-	53.606	1.498.595
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.808)	(918.740)	(107.992)	-	-	(1.031.540)
Consistenza al 31 dicembre 2025	-	256.339	157.110	-	53.606	467.055

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	1.157.903	188.993	260.879	125.950	1.738.533
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.808)	(900.509)	(44.659)	(260.879)	-	(1.210.855)
Consistenza al 31 dicembre 2023	-	257.394	144.334	-	125.950	527.678
Investimenti	-	23.167	40.233	-	11.257	74.657
Attività sviluppate internamente	-	-	-	-	-	-
Attività acquisite tramite business combination	-	-	-	-	-	-
Passaggi in esercizio	-	63.144	4.308	-	(67.452)	-
Dismissioni	-	(454)	-	-	-	(454)
Ammortamento	-	(73.634)	(30.088)	-	-	(103.722)
Totale variazioni	-	12.223	14.453	-	(56.195)	(29.519)
Costo	4.808	1.243.760	233.534	260.879	69.755	1.812.736
Fondo ammortamento e perdite di valore accumulate	(4.808)	(974.143)	(74.747)	(260.879)	-	(1.314.577)
Consistenza al 31 dicembre 2024	-	269.617	158.787	-	69.755	498.159

I Diritti di brevetto industriale, pari a euro 256.339 migliaia, sono costituiti dal valore residuo dei software e/o delle licenze d'uso software illimitate detenute dalla Società, relativi ai sistemi della rete, della misura e dei servizi commerciali.

Gli investimenti dei Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno, relativi all'esercizio 2025, sono riferiti all'acquisto delle licenze d'uso illimitato di evolutive e sviluppi relativi essenzialmente ad applicazioni dei sistemi commerciali, di esercizio/manutenzione della rete, di gestione degli appalti materiali e di gestione dei progetti finanziati.

Le Licenze, pari a euro 157.110 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 2025 sono da ricondursi alle nuove soluzioni rilasciate nell'esercizio, secondo quanto definito dalla Road Map di progetto.

Il software non tutelato si riferisce alla cartografia informatizzata.

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

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

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione opere ingegno	53.606	56.289
Licenze	-	13.466
Totale	53.606	69.755

Il decremento delle Attività immateriali in corso, pari a complessivi euro 16.149 migliaia, è da ricondursi principalmente al passaggio in esercizio, nel corso del 2025, degli investimenti agli applicativi evolutivi di software relativi ai sistemi dell'area Rete, Misura e Servizi Commerciali Rete (pari a euro 67.198 migliaia). Tale effetto è stato parzialmente compensato dall'aumento, pari a euro 51.049 migliaia, degli investimenti riferiti ad evolutive software ancora in corso di realizzazione al 31 dicembre 2025.

Di seguito è esposto il valore dei diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere di ingegno al 31 dicembre 2025, stratificato in base alla vita utile complessiva e residua:

Migliaia di euro

al 31.12.2025

Vita Utile	Vita Utile residua	Costo originario	Ammortamenti cumulati	Totale
1	0 anni e 0 mesi	3.291	(3.291)	-
2	0 anni e 0 mesi	1.667	(1.667)	-
3	0 anni e 0 mesi	396.034	(396.034)	-
3	0 anni e 5 mesi	12	(10)	2
3	0 anni e 10 mesi	5.859	(4.232)	1.627
3	1 anni e 7 mesi	12	(6)	6
3	1 anni e 9 mesi	3.191	(1.330)	1.861
3	1 anni e 11 mesi	520	(188)	332
3	2 anni e 1 mesi	2.701	(825)	1.876
3	2 anni e 5 mesi	1.072	(208)	864
3	2 anni e 8 mesi	3.404	(371)	3.033
4	0 anni e 0 mesi	21.695	(21.695)	-
4	3 anni e 1 mesi	116	(20)	96
5	0 anni e 0 mesi	320.426	(320.425)	1
5	0 anni e 1 mesi	121	(119)	2
5	0 anni e 2 mesi	1.122	(1.085)	37
5	0 anni e 3 mesi	260	(247)	13
5	0 anni e 11 mesi	70.406	(57.498)	12.908
5	1 anni e 7 mesi	4	(2)	2
5	1 anni e 9 mesi	10.641	(6.902)	3.739
5	1 anni e 10 mesi	5.696	(3.607)	2.089
5	1 anni e 11 mesi	61	(38)	23
5	2 anni e 0 mesi	963	(596)	367
5	2 anni e 10 mesi	52.780	(22.871)	29.909
5	2 anni e 11 mesi	8.293	(3.455)	4.838
5	3 anni e 1 mesi	199	(69)	130
5	3 anni e 9 mesi	30.561	(7.638)	22.923
5	3 anni e 10 mesi	106	(25)	81
5	3 anni e 11 mesi	5.184	(1.123)	4.061
5	4 anni e 1 mesi	5.580	(1.023)	4.557
5	4 anni e 2 mesi	371	(62)	309
5	4 anni e 3 mesi	50	(5)	45
5	4 anni e 5 mesi	6.840	(738)	6.102
5	4 anni e 8 mesi	15.927	(1.069)	14.858
8	5 anni e 11 mesi	36	(9)	27
10	3 anni e 10 mesi	12.557	(7.813)	4.744
10	3 anni e 11 mesi	880	(538)	342
10	4 anni e 11 mesi	5.988	(3.044)	2.944
10	5 anni e 11 mesi	21.976	(8.973)	13.003
10	6 anni e 9 mesi	32.749	(10.612)	22.137
10	6 anni e 10 mesi	540	(171)	369
10	6 anni e 11 mesi	2.801	(864)	1.937
10	7 anni e 10 mesi	33.920	(7.349)	26.571
10	7 anni e 11 mesi	1.501	(313)	1.188
10	8 anni e 9 mesi	22.026	(2.753)	19.273
10	8 anni e 11 mesi	24.511	(2.655)	21.856
10	9 anni e 1 mesi	1.874	(172)	1.702
10	9 anni e 2 mesi	493	(41)	452
10	9 anni e 4 mesi	1	-	1
10	9 anni e 5 mesi	6.601	(382)	6.219
10	9 anni e 8 mesi	12.438	(416)	12.022
11	3 anni e 11 mesi	19.021	(14.160)	4.861
11	4 anni e 0 mesi	1	(1)	-
Totale		1.175.079	(918.740)	256.339

22. Attività per imposte differite – Euro 1.160.715 migliaia - Passività per imposte differite – Euro 18.255 migliaia

Separatamente, per il 2025 e il 2024, 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 relativo 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 movimentazioni	Altre variazioni con imputazione a Patrimonio Netto		
	al 1° gennaio 2025					al 31 dicembre 2025	
Attività per imposte sul reddito differite:							
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	97.503	(12.920)	236			84.819	
perdite di valore a deducibilità differita	91.831	(280)	-			91.551	
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	501.711	31.103	14	(87)		532.741	
Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	45.829	986	(302)	133	3	(21)	46.628
imposte e tasse deducibili per cassa	841	6				847	
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-	85	
altre partite a deducibilità differita	766	(8.166)	5			(7.395)	
strumenti finanziari derivati	-		1.007			1.007	
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	477.423	(68.149)	(1.424)		2.584	410.434	
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.215.989	(57.420)	705	(1.036)	(84)	2.563	1.160.717
Passività per imposte sul reddito differite:							
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.117	(2)	-	-	-	3.115	
altre partite	5.903	(609)	-	24	-	5.318	
strumenti finanziari derivati	1.130	-	8.693	-	-	9.823	
Totale passività per imposte sul reddito differite	10.150	(611)	8.693	24	-	-	18.256

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 movimentazioni		Altre variazioni con imputazione a Patrimonio Netto	
	al 1° gennaio 2024									al 31 dicembre 2024
Attività per imposte sul reddito differite:										
accantonamenti per rischi e oneri a deducibilità differita	112.108	(13.074)	-	(70)	(1.461)					97.503
perdite di valore a deducibilità differita	113.420	(21.589)	-	-	-					91.831
ammortamenti attività materiali e immateriali a deducibilità differita	464.972	48.362	-	-	(11.623)					501.711
Piani pensionistici e altri piani per benefici post-pensionamento	45.118	1.489	(467)	-	(311)					45.829
imposte e tasse deducibili per cassa	812	29			-					841
contributi in conto impianti correlati ad ammortamenti eccedenti	85	-	-	-	-					85
altre partite a deducibilità differita	847	(81)	-	-	-					766
strumenti finanziari derivati	58		(58)		-					-
applicazione principi contabili IFRS 15 e IFRS 9	586.393	(108.970)	-	-	-					477.423
Totale attività per imposte sul reddito differite	1.323.813	(93.834)	(525)	(70)	(13.395)					1.215.989
Passività per imposte sul reddito differite:										
differenze relative ad attività materiali ed immateriali	3.119	(2)	-	-	-					3.117
altre partite	5.358	545	-	-	-					5.903
strumenti finanziari derivati	10.975	-	(9.845)		-					1.130
Totale passività per imposte sul reddito differite	19.452	543	(9.845)							10.150

Il valore delle "Attività per imposte differite" e delle "Passività per imposte differite" al 31 dicembre 2025 è stato determinato applicando le aliquote del 24% per l'IRES e del 4,87% 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 anticipate" iscritte in bilancio al 31 dicembre 2025, in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari a euro 1.160.717 migliaia (euro 1.215.989 migliaia al 31 dicembre 2024).

Esse sono state rilevate sulle differenze tra i valori iscritti in bilancio con i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. In particolare, gli incrementi (decrementi) dell'anno 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, del Fondo svalutazione crediti, dei Fondi rischi e oneri e dei Fondi del personale (principalmente Fondi incentivi all'esodo e MBO) e alla differenza tra gli ammortamenti civilistici e quelli riconosciuti ai fini fiscali.

Gli incrementi (decrementi) con imputazione a Patrimonio Netto rilevati nell'esercizio, 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).

I decrementi riportati nella colonna "Altre movimentazioni", pari a euro 87 migliaia, sono riferiti alla quota di crediti per imposte anticipate afferenti al Ramo di distribuzione energia elettrica del Centro Urbano del Comune di Nola, riclassificata tra le "Attività classificate come possedute per la vendita".

Le "Passività per imposte differite", pari a euro 18.256 migliaia al 31 dicembre 2025 (euro 10.150 migliaia al 31 dicembre 2024), accolgono essenzialmente la fiscalità differita sui derivati attivi di copertura sui tassi di interesse (CFH) e sulle differenze tra gli ammortamenti calcolati in base alle aliquote fiscali e quelli determinati in base alla vita utile stimata dei beni.

Si precisa che le imposte anticipate rilevate al 31 dicembre 2025 non possono essere compensate con le imposte differite passive.

23. Partecipazioni – Euro 136.560 migliaia

Al 31 dicembre 2025, e-distribuzione S.p.A. detiene una partecipazione in Duereti S.r.l., pari a euro 136.512 migliaia, designata irrevocabilmente a *fair value through other comprehensive income* ("FVOCI").

Di seguito si riporta un prospetto che riporta le principali informazioni sulla partecipazione detenuta:

Migliaia di euro						
	Sede legale	Valuta	Capitale Sociale	Patrimonio Netto al 31 dicembre 2024	Utile/(Perdita) al 31 dicembre 2024	Quota di possesso
Duereti S.r.l.	Corso di Porta Vittoria n. 4 20122 - Milano	Euro	125.000	376.115	(428)	10%

Si riporta di seguito la movimentazione della suddetta partecipazione nell'esercizio 2025:

Migliaia di euro			
	Valore a bilancio al 31.12.2024	Rettifiche di valore	Valore a bilancio al 31.12.2025
Partecipazioni in altre imprese:			
- Duereti S.r.l.	136.560	(48)	136.512

Per maggiori dettagli in merito alla sua valutazione, si rimanda alla nota n. 46 "Attività e passività misurate al *fair value*".

24. Derivati – Euro 40.932 migliaia - Euro 7.326 migliaia – Euro (1.471) migliaia – Euro (1.339) 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 2025, confrontate con i valori dell'esercizio precedente:

Migliaia di euro	Non correnti		Correnti	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Attività finanziarie-derivati	40.932	42.403	7.326	-
Passività finanziarie derivati	(1.471)	(35.718)	(1.339)	-
Totale	39.461	6.685	5.987	-

In particolare, al 31 dicembre 2025:

- le attività finanziarie non correnti, per un ammontare pari a euro 40.932 migliaia, sono riferite a coperture da rischio tasso di interesse di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine. Al 31 dicembre 2024 ammontavano a euro 42.403 migliaia, di cui euro 2.313 migliaia relative all'opzione di acquisto/vendita del 10% del capitale sociale di Duereti;
- le attività finanziarie correnti, pari a euro 7.326 migliaia, riguardano la valutazione dell'opzione di acquisto/vendita della partecipazione del 10% del capitale sociale di Duereti;
- le passività finanziarie non correnti, pari a euro 1.471 migliaia, sono riferite a coperture da rischio tasso di interesse di CFH sull'indebitamento finanziario a medio/lungo termine (euro 35.718 migliaia al 31 dicembre 2024);
- le passività finanziarie correnti sono pari a euro 1.339 migliaia e sono riferite a coperture da rischio cambio di CFH negoziate nel corso dell'anno per l'acquisto di contatori e concentratori in dollari, per un ammontare pari a euro 935 migliaia, e a derivati su rischio tasso di interesse per 404 migliaia di euro. Questi ultimi nel 2024 erano classificati nelle passività non correnti.

La variazione in riduzione del *fair value* delle attività non correnti, pari complessivamente a euro 1.471 migliaia, risente dei seguenti effetti:

- per euro 2.313 migliaia, della riclassifica, tra le attività finanziarie correnti, del derivato riferito alla valutazione dell'opzione di acquisto/vendita della partecipazione di Duereti;
- un aumento del *fair value*, pari a euro 842 migliaia, riconducibile alla variazione della curva dei tassi nell'area euro dei derivati di CFH su tasso di interesse nel tratto in cui risultano concentrate le scadenze di tali strumenti finanziari.

La variazione in diminuzione del *fair value* delle passività non correnti dei derivati su tasso di interesse di CFH, pari a euro 34.247 migliaia, è imputabile principalmente al sensibile rialzo dei tassi di interesse nel segmento della curva in cui si concentrano le scadenze dei derivati su tasso di interesse e, in minor misura, alla riclassifica degli Interest Rate Swap con scadenza dicembre 2026 da passività non correnti a passività correnti.

L'aumento del *fair value* delle attività correnti, pari a euro 7.326 migliaia, è riconducibile alla riclassifica, dalle attività finanziarie non correnti, del derivato attivo a FVTPL riferito all'opzione di acquisto/vendita della partecipazione del 10% in Duereti e all'aggiornamento del relativo *fair value* al 31 dicembre 2025.

Per maggiori dettagli sulla natura dei derivati, che sono inclusi nelle attività e passività finanziarie, si rimanda alle Note Esplicative n. 43 "Strumenti finanziari per categoria" e n. 45 "Derivati e hedge accounting".

25. Altre attività finanziarie – Euro 44.122 migliaia - Euro 42.221 migliaia - Euro 881 migliaia

25.1 Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine – Euro 44.122 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

Migliaia di euro	Note	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	43.1.1	25.255	52.172	(26.917)
Prestiti ai dipendenti	43.1.1	17.203	18.956	(1.753)
Crediti rimborso oneri colonne montanti vetuste	43.1.1	1.682	1.668	14
Fondo perdite attese - crediti finanziari m/l termine	43.1.1	(18)	(65)	47
Totale		44.122	72.731	(28.609)

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 2025, a euro 25.255 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 28.609 migliaia rispetto al 31 dicembre 2024, 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 26.917 migliaia) e della riduzione dei Prestiti a dipendenti (per euro 1.753 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 14 migliaia) e dalla riduzione del Fondo perdite attese sui crediti finanziari a m/l termine, pari a euro 47 migliaia.

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2025 a euro (18) 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. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

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

25.2 Crediti finanziari e titoli a breve termine - Euro 42.221 migliaia

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

Migliaia di euro	Note			
		al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Conto corrente intersocietario	43.1.1	-	904.131	(904.131)
Depositi liquidità non disponibili - Terzi	43.1.1	13.256	10.996	2.260
Credito per accise e addizionali sul consumo di E.E.	43.1.1	10.751	10.751	-
Prestiti ai dipendenti	43.1.1	1.728	1.802	(74)
Crediti rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici	43.1.1	26.917	28.709	(1.792)
Fondo perdite attese - crediti finanziari a breve termine	43.1.1	(10.431)	(10.442)	11
Totale		42.221	945.947	(903.726)

I crediti finanziari e titoli a breve termine sono costituiti prevalentemente dai depositi di liquidità non disponibili (pari a euro 13.256 migliaia), dal credito per accise e addizionali sul consumo di energia elettrica (pari a euro 10.751 migliaia) e 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 contatori elettronici di prima generazione (pari a euro 26.917 migliaia).

I depositi non disponibili verso terzi, pari al 31 dicembre 2025 a euro 13.256 migliaia, accolgono i crediti a breve termine derivanti da depositi di liquidità vincolati.

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 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 2025 a euro (10.431) migliaia, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS 9 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. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

La riduzione della voce, pari complessivamente ad euro 903.726 migliaia, è quasi del tutto riconducibile:

- alla presenza, al 31 dicembre 2024, di un saldo a credito del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante (per euro 904.131 migliaia);
- alla riduzione dei crediti per rimborso oneri straordinari sostituzione misuratori elettromeccanici, pari a euro 1.792 migliaia, per il recupero dal fatturato 2025, pari a euro 28.709 migliaia, in parte compensato dalla quota esigibile entro i dodici mesi successivi riclassificata dai crediti a medio e lungo termine, pari a euro 26.917 migliaia;
- ai minori prestiti al personale, pari a euro 52 migliaia;

Tali effetti sono stati mitigati:

- dall'incremento dei depositi di liquidità non disponibili (per euro 2.260 migliaia);
- dalle minori svalutazioni dei crediti finanziari a breve termine effettuate nell'esercizio 2025, pari a euro 11 migliaia.

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

25.3 Altre attività finanziarie correnti – Euro 881 migliaia

Al 31 dicembre 2025 la voce accoglie i ratei attivi dei derivati CFH su tassi.

Le altre attività finanziarie correnti non sono incluse nell'indebitamento finanziario.

26. Altre attività – Euro 94.267 migliaia - Euro 67.834 migliaia

26.1 Altre attività non correnti – Euro 94.267 migliaia

La composizione della voce al 31 dicembre 2025 e 2024 è la seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti verso la CSEA	59.500	-	59.500
Crediti verso CSEA > 12 - impairment	(40)	-	(40)
Altri crediti a lungo termine:	34.807	20.737	14.070
<i>Depositi cauzionali presso terzi</i>	5.490	3.443	2.047
<i>Altri crediti diversi</i>	29.352	17.315	12.037
<i>Fondo perdite attese - Altri crediti</i>	(35)	(21)	(14)
Totale	94.267	20.737	73.530

Le altre attività non correnti presentano complessivamente un incremento di euro 73.530 migliaia rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto:

- dell'aumento dei crediti verso la CSEA, pari a euro 59.500 migliaia, in seguito alla rilevazione del credito per il premio per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di infrastrutture di distribuzione elettrica, ai sensi dell'art. 81 del TIQD, relativamente alla quota che verrà incassata oltre i 12 mesi;
- dell'incremento degli altri crediti a lungo termine, pari a euro 14.070 migliaia, essenzialmente connesso all'aumento sia degli altri crediti diversi, pari a euro 12.037 migliaia (euro 29.352 migliaia al 31 dicembre 2025 ed euro 17.315 migliaia al 31 dicembre 2024), che dei depositi cauzionali presso terzi, pari a euro 2.047 migliaia. L'aumento degli altri crediti diversi è essenzialmente conseguenza dell'iscrizione di un credito verso l'Agenzia delle Entrate a seguito del pagamento, in via provvisoria e in pendenza del giudizio tributario, delle somme iscritte a ruolo per imposta di registro, liquidata sulla sentenza del Tribunale di Roma riferita ad un giudizio con un trader, e per relative sanzioni (complessivamente pari a euro 12.509 migliaia).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2025 a euro 40 migliaia per i crediti verso CSEA e a euro 35 migliaia per gli altri crediti a lungo termine, riflette l'impairment effettuato in base all'IFRS9 su tali crediti, 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. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

26.2 Altre attività correnti - Euro 67.834 migliaia

Si riporta di seguito il dettaglio delle altre attività correnti al 31 dicembre 2025 confrontato con il 2024:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti verso il personale	632	697	(65)
Depositi cauzionali presso terzi < 12	1.614	794	820
Anticipi a fornitori e a terzi	8.237	7.079	1.158
Crediti verso istituti previdenziali e assicurativi	823	1.779	(956)
Note credito da ricevere:	7.591	7.789	(198)
<i>Note credito da ricevere (terzi)</i>	<i>7.414</i>	<i>7.612</i>	<i>(198)</i>
<i>Note credito da ricevere (Controllante)</i>	<i>177</i>	<i>177</i>	<i>-</i>
Crediti diversi:	34.146	63.953	(29.807)
<i>Crediti diversi (terzi)</i>	<i>34.146</i>	<i>63.820</i>	<i>(29.674)</i>
<i>Crediti diversi (gruppo)</i>	<i>-</i>	<i>119</i>	<i>(119)</i>
<i>Crediti diversi (Controllante)</i>	<i>-</i>	<i>14</i>	<i>(14)</i>
Risconti attivi:	14.791	2.278	12.513
<i>Risconti attivi (terzi)</i>	<i>14.791</i>	<i>2.278</i>	<i>12.513</i>
Totale	67.834	84.369	(16.535)

La riduzione delle Altre attività correnti, pari complessivamente ad euro 16.535 migliaia, è sostanzialmente la conseguenza del decremento dei crediti diversi sia verso terzi, pari ad euro 29.674 migliaia, che verso gruppo, pari a euro 119 migliaia, in parte compensati dall'aumento dei risconti attivi verso terzi, pari a euro 12.513 e degli anticipi a fornitori e a terzi, pari a euro 1.157 migliaia.

In particolare, la riduzione dei crediti diversi verso terzi è stata sostanzialmente determinata da:

- l'incasso del credito verso Duereti S.r.l., pari a euro 24.409 migliaia, rilevato al 31 dicembre 2024 a titolo di conguaglio di conferimento derivante dalla differenza tra il valore del Ramo d'Azienda alla data di efficacia del conferimento (31 dicembre 2024) e quello alla data di valutazione dello stesso (31 agosto 2024);
- la riduzione dei crediti verso compagnie assicurative, pari a euro 6.966 migliaia.

L'aumento dei risconti attivi verso terzi, pari a euro 12.513 migliaia, è essenzialmente dovuto all'aumento dei risconti attivi per premi assicurativi.

Si evidenzia che le altre attività correnti sono esposte al netto delle svalutazioni operate sia ai fini IFRS9 che non, pari a complessivi euro 107.704 migliaia.

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

27. Rimanenze – Euro 641.802 migliaia

Il dettaglio delle rimanenze è evidenziato nella tabella seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Materie prime, sussidiarie e di consumo:			
Acconti per magazzino	27.006	24.231	2.775
Materiali, apparecchi e altre giacenze	617.591	734.930	(117.339)
Fondo obsolescenza magazzino	(2.795)	(2.528)	(267)
Totale	641.802	756.633	(114.831)

I materiali ed apparecchi esposti nelle attività correnti sono destinati alle attività di manutenzione e funzionamento.

La voce presenta una riduzione complessiva di euro 114.831 migliaia dovuta, per euro 117.339 migliaia, al decremento dei Materiali, apparecchi e altre giacenze, essenzialmente per gli acquisti di materiale destinato ai progetti PNRR e Repower EU, rilevati tra le immobilizzazioni materiali in corso, e per il decremento degli acquisti di materiali per la misura, a seguito della progressiva riduzione delle attività di sostituzione massiva dei contatori, in parte compensati dai maggiori volumi di consegne di materiale per la rete ricevute nell'anno 2025 rispetto a quanto registrato nell'esercizio precedente.

Tale impatto è stato in parte mitigato dall'incremento degli Acconti a magazzino, pari a euro 2.775 migliaia, per i maggiori anticipi versati a fornitori per acquisti di materiale di magazzino.

Il Fondo obsolescenza magazzino, pari a euro 2.795 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.

28. Crediti commerciali – Euro 4.440.578 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 1.078.922 migliaia.

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti commerciali verso Terzi	4.813.950	4.547.879	266.071
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	1.836.857	1.815.418	21.439
- Altri crediti commerciali	2.977.093	2.732.461	244.632
Crediti commerciali verso società controllante	145	1.194	(1.049)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(393)	656	(1.049)
- Altri crediti commerciali	538	538	-
Crediti commerciali verso altre società del gruppo	705.405	860.905	(155.500)
- Crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	705.155	860.655	(155.500)
- Altri crediti commerciali	250	250	-
Svalutazione Crediti:	(1.078.922)	(1.092.820)	13.898
- Svalutazione crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti	(1.035.017)	(1.058.338)	23.321
- Svalutazione crediti per interessi di mora	(17.831)	(18.061)	230
- Svalutazione altri crediti commerciali	(26.074)	(16.421)	(9.653)
- Svalutazione crediti gruppo	-	-	-
Totale	4.440.578	4.317.158	123.420

In particolare, i crediti commerciali derivanti da contratti con clienti accolgono prevalentemente crediti per trasporto energia, per servizi di misura e connessioni, per vendita di beni e prestazioni di servizi connessi con il business elettrico nonché per locazioni di beni strumentali.

Gli altri crediti commerciali accolgono essenzialmente crediti da abolizione lag regolatorio, crediti per personale distaccato, per vendite occasionali di beni e per locazioni di beni non strumentali.

L'incremento dei crediti commerciali, pari complessivamente ad euro 123.420 migliaia, è sostanzialmente riconducibile all'incremento degli altri crediti commerciali verso terzi, pari a euro 244.632 migliaia, e al minor impatto delle svalutazioni dei crediti, pari a euro 13.898 migliaia, in parte compensati dalla riduzione dei crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti, complessivamente pari a euro 135.110 migliaia.

L'aumento degli altri crediti commerciali verso terzi è in buona parte collegato all'incremento dei crediti da abolizione lag regolatorio, pari a euro 239.160 migliaia, sostanzialmente in conseguenza sia degli investimenti presi a riferimento, sia delle novità introdotte dalla delibera ARERA n. 130/2025/R/COM che ha aggiornato il valore del deflatore dell'anno 2024 e rivisto i criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas, prevedendo il passaggio dal deflatore all'indice di inflazione al consumo IPCA per il 2025.

Il decremento complessivamente riscontrato nei crediti commerciali derivanti da contratti con i clienti, è invece essenzialmente riconducibile alla riduzione dei crediti per trasporto energia, principalmente dovuta alla diminuzione delle componenti tariffarie *Arim* e *Asos* per tutte le categorie di utenza, intervenuta nell'esercizio 2025, come da delibere ARERA n. 599/24, n. 131/25, n. 281/25 e 429/25 e ai minori volumi, rispetto al 31 dicembre 2024, delle operazioni di cessione pro soluto dei crediti commerciali verso terzi (per euro 125.175 migliaia).

La svalutazione dei crediti ha avuto la seguente movimentazione:

Migliaia di euro

	Svalutazione crediti commerciali	Svalutazione per interessi di mora	Totale
Totale al 01.01.2024	1.086.766	19.328	1.106.094
Accantonamenti	24.512	-	24.512
Utilizzi	(34)	-	(34)
Ammontare inutilizzato riversato	(36.485)	(1.267)	(37.752)
Altre variazioni	-	-	-
Totale al 31.12.2024	1.074.759	18.061	1.092.820
Accantonamenti	14.796	-	14.796
Utilizzi	(18.309)	(12)	(18.321)
Ammontare inutilizzato riversato	(10.155)	(218)	(10.373)
Altre variazioni	-	-	-
Totale al 31.12.2025	1.061.091	17.831	1.078.922

Per ulteriori dettagli sulla rilevazione, classificazione, svalutazione e *derecognition* dei crediti commerciali si rinvia alla Nota di Commento n. 43 relativa agli "Strumenti Finanziari per categoria".

I crediti commerciali per area geografica (al lordo delle svalutazioni) sono di seguito esposti:

Migliaia di euro

	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Italia	4.419.482	4.303.825	115.657
Spagna	383	550	(167)
Romania	14	154	(140)
Svizzera	1.935	(3)	1.938
Gran Bretagna	17.333	9.763	7.570
Slovacchia	-	153	(153)
Germania	94	94	-
USA	80	80	-
Altri	1.258	2.542	(1.284)
Totale	4.440.579	4.317.158	123.421

Di seguito sono riportati i crediti commerciali per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024:

Migliaia di euro				
	al 31.12.2025	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	4.440.578	2.898.213	1.187.966	354.399

Migliaia di euro				
	al 31.12.2024	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Crediti commerciali	4.317.158	3.104.534	1.209.183	3.441

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 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti verso società controllante	145	1.194	(1.049)
Crediti verso altre società del gruppo	705.405	860.905	(155.500)
Servizio Elettrico Nazionale SpA	68.353	79.911	(11.558)
Enel Energia Spa	634.826	775.542	(140.716)
Enel Grids Srl	-	29	(29)
Enel Produzione Spa	204	611	(407)
Enel X Way Italia	1.546	3.871	(2.325)
Enel Sole Srl	688	687	1
Enel Green Power Italia	(492)	(309)	(183)
Enel Global Services Srl	217	217	-
Enel Green Power Spa	233	240	(7)
Altre società del gruppo	(170)	106	(276)
Totale	705.550	862.099	(156.549)

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.

Per ulteriori informazioni in merito alla natura dei rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 47 relativa alle "Operazioni con le parti correlate".

29. Crediti verso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 203.248 migliaia

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

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Perequazioni	53.088	72.027	(18.939)
Premi e altre partite recupero continuità del servizio	30.690	61.070	(30.380)
Titoli efficienza energetica	10.096	12.956	(2.860)
Premi resilienza	2.002	7.014	(5.012)
Reintegro OdS versati e non riscossi	598	-	598
Reintegro OdR non riscossi	-	-	-
Altri crediti verso CSEA	133.443	78.956	54.487
Impariment crediti verso CSEA	(26.669)	(19.822)	(6.847)
Totale	203.248	212.201	(8.953)

Il decremento dei crediti per perequazioni al 31 dicembre 2025, pari a euro 18.939 migliaia, deriva essenzialmente dalla definizione dei saldi a credito determinati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali per quasi tutti i meccanismi di perequazione in essere al 31 dicembre 2024, che ha comportato incassi complessivi pari a euro 82.631 migliaia; tale effetto è stato in parte mitigato:

- dall'iscrizione della stima dei meccanismi di perequazione del 2025 relativi agli usi propri di distribuzione (per euro 40.069 migliaia), ai costi di trasmissione (per euro 10.701 migliaia) e alla perequazione riferita al sisma centro Italia (euro 1.200 migliaia);
- dal versamento degli acconti sulla perequazione dei costi di trasmissione, effettuato nel mese di gennaio 2025, ai sensi dell'articolo 39.1 dell'allegato A alla deliberazione ARERA n. 616/2023/R/eel, pari a euro 6.878 migliaia;
- dalla registrazione di un impatto complessivo positivo a Conto Economico pari a euro 4.844 migliaia a valle della definizione dei risultati di perequazione dell'anno 2024.

Il credito relativo ai premi e alle altre partite sulla continuità del servizio al 31 dicembre 2025 è pari a euro 30.690 migliaia, e presenta un decremento di euro 30.380 migliaia per effetto delle seguenti movimentazioni intervenute nell'esercizio 2025:

- sul credito rilevato ai sensi del Titolo III della deliberazione n. 617/2023 ARERA, per effetto dell'incasso dei crediti relativi agli anni 2023 e 2024 (complessivamente pari a euro 44.110 migliaia), in parte mitigato dall'accertamento del credito relativo alla premialità stimata per l'esercizio 2025 (pari a euro 11.100 migliaia);
- sul credito per rivalsa sul Fondo Eventi Eccezionali degli indennizzi erogati ai clienti nei casi previsti dal Titolo V della deliberazione n. 617/23 ARERA, per effetto dell'incasso del credito relativo all'anno 2024 (pari a euro 25.230 migliaia) e della contestuale rilevazione di una sopravvenienza attiva in seguito alla presentazione all'Autorità dei dati sulla continuità del servizio di tale anno (pari a euro 8.270 migliaia). Tali effetti sono stati in parte mitigati dall'accertamento del credito ai sensi del Titolo V della deliberazione n. 617/2023 ARERA relativo all'anno 2025 (complessivamente pari a euro 19.590 migliaia).

Il credito relativo ai Titoli di Efficienza Energetica, pari a euro 10.096 migliaia (euro 12.956 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferisce al contributo tariffario relativo ai titoli e ai progetti acquistati dalla società, incassabile entro l'anno successivo. La sua riduzione, pari a euro 2.860 migliaia, è conseguenza dell'incasso sia dell'anticipo sull'obbligo 2025 richiesto ai sensi della delibera n. 270/2020, pari euro 93.807 migliaia, sia del credito relativo agli acquisti per obblighi residui riferiti ad anni precedenti, pari a euro 79.897 migliaia; tali effetti sono stati in parte compensati dalla rilevazione del credito maturato per i nuovi titoli acquistati nell'esercizio 2025, pari a euro 170.844 migliaia.

I crediti per Premi Resilienza, pari ad euro 2.002 migliaia, si riferiscono alla stima dei premi relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2025. La loro riduzione, pari a euro 5.012 migliaia, è dovuta ad un minor impatto dei premi stimati per l'esercizio 2025 rispetto all'esercizio precedente, in seguito alla chiusura, nell'esercizio 2025, di un numero inferiore di lavori rispetto all'anno precedente.

Il credito per Reintegro OdS versati e non riscossi presenta un incremento di euro 598 migliaia derivante dalla rilevazione, al 31 dicembre 2025, della stima dei proventi per reintegro OdS ai sensi della deliberazione n. 119/22 ARERA.

L'incremento degli Altri crediti verso CSEA, pari a complessivi euro 54.487 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- alla rilevazione del credito esigibile entro i 12 mesi (per euro 46.282 migliaia) per il premio per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di infrastrutture di distribuzione elettrica, ai sensi dell'art. 81 del TIQD, relativamente alla quota che verrà incassata entro i 12 mesi;

- al maggior credito per bonus sociale in essere al 31 dicembre 2025, rispetto al 31 dicembre 2024, per circa euro 14.915 migliaia in conseguenza dell'introduzione di un contributo straordinario, pari a euro 200, per il quadrimestre aprile-luglio per i soggetti già beneficiari del Bonus Sociale (come da delibera ARERA n. 132/2025/R/eel) e di un ulteriore contributo, sempre pari a euro 200 (previsto dalla delibera ARERA n. 144/2025/R/eel), che la Società ha iniziato a fatturare da luglio 2025.

Tali effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione del credito verso CSEA per il fatturato CMOR contabilizzato nel 2025 (pari a euro 6.630 migliaia).

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2025 a euro (26.669) 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).

Per ulteriori informazioni si rimanda al paragrafo n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

30. Crediti e debiti per imposte sul reddito – Euro 4.197 migliaia - Euro 237.359 migliaia

I Crediti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti IRAP	668	668	-
Crediti IRES	3.248	3.248	-
Crediti addizionale IRES	94	94	-
Altri crediti tributari	187	180	7
Totale	4.197	4.190	7

Il decremento complessivo della voce, pari a euro 7 migliaia, è dovuto all'aumento di euro 7 migliaia degli altri crediti tributari.

I debiti per imposte sul reddito sono così composti:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Debiti IRAP	41.335	17.875	23.460
Debiti IRES	196.024	150.218	45.806
Totale	237.359	168.093	69.266

Al 31 dicembre 2025 la voce accoglie il saldo, a debito, tra la stima dell'IRES e dell'IRAP per l'esercizio in chiusura e gli acconti versati nell'anno, pari complessivamente a euro 237.359 migliaia.

L'incremento dei debiti per imposte sul reddito è strettamente correlato all'aumento delle imposte correnti sul reddito.

31. Altri crediti e debiti tributari – Euro 35.293 migliaia - Euro 32.314 migliaia

31.1 Altri crediti tributari – Euro 35.293 migliaia

Gli altri crediti tributari, pari a euro 35.293 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 2025 e 2024:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Crediti verso l'Erario per Iva	2.100	17.554	(15.454)
Crediti verso Capogruppo per IVA	32.470	-	32.470
Crediti tributari diversi	723	992	(269)
Totale	35.293	18.546	16.747

La voce presenta un incremento complessivo di euro 16.747 migliaia, quasi del tutto riconducibile alla presenza, al 31 dicembre 2025, di un saldo a credito verso la Capogruppo Enel S.p.A. per l'IVA, pari a euro 32.470 migliaia (al 31 dicembre 2024 la Società presentava invece un debito verso la Capogruppo per IVA pari a euro 5.119 migliaia). Tale impatto è stato in parte mitigato dal decremento di euro 15.454 migliaia dei crediti verso l'erario per IVA.

31.2 Altri debiti tributari – Euro 32.314 migliaia

Il dettaglio degli altri debiti tributari è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Debiti verso l'Erario per IVA	205	226	(21)
Debiti verso Capogruppo per IVA	-	5.119	(5.119)
Debiti per ritenuta di imposta	31.871	31.715	156
Debiti tributari diversi	238	226	12
Totale	32.314	37.286	(4.972)

Essi presentano una riduzione di euro 4.972 migliaia essenzialmente dovuta all'azzeramento del debito verso la Capogruppo per IVA (pari a euro 5.119 migliaia al 31 dicembre 2024), in conseguenza del fatto che la Società al 31 dicembre 2025 presenta un saldo a credito per IVA; effetto in parte mitigato dall'incremento, pari a euro 156 migliaia, dei debiti per ritenuta di imposta riferiti all'IRPEF da versare da parte di e-distribuzione S.p.A. in qualità di sostituto d'imposta.

32. Disponibilità liquide e mezzi equivalenti - Euro 167.526 migliaia

Il dettaglio della voce è di seguito esposto:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Depositi bancari	162.902	105.756	57.146
Depositi postali	4.606	7.275	(2.669)
Cassa	184	210	(26)
Fondo perdite attese - disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(166)	(137)	(29)
Totale	167.526	113.104	54.422

I depositi bancari si riferiscono per euro 85.599 migliaia ad importi ricevuti da organismi comunitari ed enti pubblici, destinati a specifici progetti di investimento (euro 77.835 migliaia al 31 dicembre 2024) e per euro 77.303 migliaia a giacenze liquide, in attesa di trasferimento sul conto corrente intersocietario (euro 27.921 migliaia al 31 dicembre 2024).

L'incremento della voce, pari a euro 55.146 migliaia, è sostanzialmente riconducibile:

- alla presenza, al 31 dicembre 2025, di disponibilità liquide, pari a euro 48.000 migliaia, tenute a disposizione per l'acquisto di crediti fiscali utilizzabili per la compensazione di "Irpef lavoro dipendente" e "contributi lavoro dipendente", perfezionato i primi giorni di gennaio 2026;
- all'incasso di euro 7.937 migliaia in seguito al riconoscimento dei costi del Progetto L'Aquila Smart City

Il Fondo perdite attese, pari al 31 dicembre 2025 a euro 166 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. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono interamente inclusi nell'indebitamento finanziario.

Passivo

Patrimonio netto

33. Patrimonio netto – Euro 8.707.488 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 1.114.597 migliaia

Riserva legale – Euro 520.000 migliaia

La Riserva legale accoglie euro 318.595 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 2025 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 retrospettiva 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 483 migliaia

Le Altre riserve, pari a euro 483 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 28.312 migliaia

La riserva da valutazione di strumenti finanziari di *cash flow hedge* (CFH), pari a euro 28.312 migliaia (euro 3.525 migliaia al 31 dicembre 2024) 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 (183.678) migliaia

La Riserva di rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti, pari a euro (183.678) migliaia (euro (185.998) migliaia al 31 dicembre 2024) 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 31.12.2024					al 31.12.2025
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	3.525	38.024	(9.018)	(5.551)	1.332	28.312
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(185.998)	2.623	(303)	-	-	(183.678)
Totale	(182.473)	40.647	(9.321)	(5.551)	1.332	(155.366)

Migliaia di euro

		Utili (perdite) rilevate a patrimonio netto nell'esercizio	Imposte	Rilasci a conto economico lordi	Imposte	
	al 31.12.2023					al 31.12.2024
Riserva da valutazione strumenti finanziari di CFH	34.555	(10.060)	2.402	(30.756)	7.384	3.525
Rimisurazioni delle passività nette per benefici definiti	(189.694)	4.163	(467)	-	-	(185.998)
Totale	(155.139)	(5.897)	1.935	(30.756)	7.384	(182.473)

Utili/(perdite) accumulate – Euro 3.204.095 migliaia

Gli utili e perdite accumulate (euro (819.606) migliaia al 31 dicembre 2024) 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 4.128.136 migliaia agli utili portati a nuovo derivante dalla destinazione degli utili 2024 ed esercizi precedenti;
- per euro 2.814 migliaia a utili accumulati riferiti a riserve diverse.

Nel corso del 2020, le perdite accumulate nette di seguito riportate, sono state compensate con una quota parte della "Riserva disponibile" (pari a euro 2.124.617 migliaia) e con l'intera "Riserva da riduzione di capitale sociale" (pari a euro 648.193 migliaia):

- della riserva stanziata al 1° gennaio 2018, in sede di prima applicazione del principio contabile IFRS 15 ai "Contributi di Connessione alla rete e altri diritti accessori". In tale occasione, la Società ha optato per l'adozione dell'IFRS 15 con l'utilizzo del metodo retrospettivo modificato a tutti i contratti in essere alla data di prima applicazione, rilevando l'effetto cumulato dell'applicazione iniziale del nuovo principio, al netto dell'effetto fiscale, come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto (pari a euro (2.628.656) migliaia);
- della riserva stanziata al 1° gennaio 2018 per accogliere gli effetti cumulativi dell'applicazione iniziale del principio contabile IFRS 9 "Strumenti finanziari", determinata con metodo retrospettivo, rilevando l'effetto cumulato, al netto dell'effetto fiscale, associato all' "impairment" basato sulle "Expected Credit Loss" (ECL) sugli strumenti finanziari in essere alla data di prima applicazione, come adeguamento del saldo di apertura delle riserve di patrimonio netto (pari a euro (16.867) migliaia);
- della riserva rilevata in seguito all'iscrizione degli effetti del cambiamento nel 2012 del trattamento contabile dei Titoli di Efficienza Energetica (pari a euro (140.320) migliaia);
- della riserva stanziata in seguito all'iscrizione degli effetti derivanti dal riallineamento della fiscalità differita sullo Sconto Energia (per euro 13.033 migliaia).

Utile/(perdita) dell'esercizio – Euro 1.788.796 migliaia

La Società al 31 dicembre 2025 presenta un utile dell'esercizio pari a euro 1.788.796 migliaia (euro 2.381.974 migliaia nell'esercizio 2024).

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	365.117		520.483	(155.366)
<i>Riserva legale</i>	520.000	B	520.000	-
<i>Riserva da valutazione di strumenti finanziari</i>	28.312		-	28.312
<i>Riserva rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti</i>	(183.678)		-	(183.678)
<i>Riserva Stock option RSU</i>	483		483	-
				-
Utili/perdite) accumulate	3.204.095		-	3.204.095
Totale	4.318.692		1.269.963	3.048.729

A: aumenti di capitale

B: per copertura di perdite

C: per distribuzione ai soci

33.1 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 2025 e 2024 è sintetizzata nella seguente tabella.

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Posizione finanziaria non corrente	10.445.285	10.318.187	127.098
Posizione finanziaria corrente netta	1.917.560	1.388.083	529.477
Crediti finanziari non correnti e titoli a lungo termine	(44.122)	(72.731)	28.609
Indebitamento finanziario netto	12.318.723	11.633.539	685.184
Patrimonio netto	8.707.488	6.889.070	1.818.418
Indice debt/equity	1,41	1,69	(0)

34. Finanziamenti – Euro 10.445.285 migliaia, euro 572.654 migliaia, 0 migliaia, 1.554.653 migliaia

Di seguito si riporta il dettaglio dei finanziamenti a medio lungo termine e a breve, distinto tra la quota corrente e non corrente:

Migliaia di euro	Non corrente		Corrente	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Finanziamenti a lungo termine	10.445.285	10.318.187	572.654	447.010
Finanziamenti a breve termine	-	-	1.554.653	2.000.124

Per maggiori dettagli sulla natura dei finanziamenti si rimanda alla Nota di commento n. 43 “Strumenti finanziari per categoria”.

35. 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 31.12.2025	al 31.12.2024	Variazione
Finanziamenti a medio/lungo termine	43	(10.445.285)	(10.318.187)	(127.098)
Finanziamenti a breve termine	43	(1.554.653)	(2.000.124)	445.471
Quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	43	(572.654)	(447.010)	(125.644)
Attività finanziarie nette non correnti	25	44.122	72.731	(28.609)
Attività finanziarie nette correnti	25	42.221	949.992	(907.771)
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	32	167.526	113.104	54.422
Indebitamento finanziario netto		(12.318.723)	(11.629.494)	(689.229)

36. Benefici ai dipendenti – Euro 209.217 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 (IMA) 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'Indennità aggiuntiva contributi Fopen (detta anche Accordo sconti attivi): sulla base dei verbali di accordo con le organizzazioni sindacali del 17 maggio 2011 e del 1° dicembre 2011, il personale assunto prima del 1° luglio 1996, in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, nella determinazione delle competenze di fine rapporto ha diritto a ricevere i contributi al Fopen che gli sarebbero stati riconosciuti negli anni residui fino al compimento del 65° anno di età;
- l'“Assistenza sanitaria ASEM”, che accoglie le prestazioni garantite ai dirigenti, in base al CCNL dei dirigenti industriali, sia in costanza di rapporto di lavoro che nel periodo di pensione. Il rimborso delle prestazioni sanitarie, per i dirigenti del Gruppo Enel, è erogato dall'ASEM, apposito fondo di assistenza sanitaria, costituito tra i dipendenti delle aziende del settore elettrico in Italia;
- la “Previdenza Integrativa Aziendale” (PIA), che accoglie un beneficio spettante in base a contratto ad alcuni dirigenti andati in quiescenza prima del 31 marzo 1998 e consiste nel diritto a ricevere una pensione integrativa rispetto a quella di legge. La passività si movimenta esclusivamente per l'erogazione della prestazione e per effetto dell'aggiornamento dei parametri attuariali di riferimento. Tale voce rappresenta un debito verso la società controllante;
- le Indennità Sostitutive del Preavviso (ISP): si tratta di indennità sostitutive del preavviso che spettano ai dirigenti - assunti o nominati fino alla data del 28 febbraio 1999 - al momento di cessazione del rapporto di lavoro, cumulativamente al trattamento di fine rapporto, in costanza di determinati requisiti (raggiungimento di requisiti minimi in termini di età e/o di anzianità contributiva), in applicazione dell'accordo ENEL/Fndai-Cordenel dell'8 marzo 1999.

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 2025 è riportato nella seguente tabella:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Trattamento di fine rapporto	102.826	104.466	(1.640)
Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	21.660	21.307	353
Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	1.306	1.139	167
Premio fedeltà	20.558	20.286	272
Indennità sostitutive sconto energia	4	4	-
Assistenza sanitaria ASEM	27.145	30.305	(3.160)
Previdenza Integrativa Aziendale (PIA)	32.631	34.902	(2.271)
Accordo sconto attivi	431	447	(16)
Contributi Fopen superiori al limite fiscalmente deducibile	1	1	-
Piani di incentivazione al personale	2.655	940	1.715
Totale	209.217	213.797	(4.580)

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 2025 e 2024 nonché la riconciliazione tra il saldo di apertura e quello di chiusura:

	Trattamento di fine rapporto	ISEE	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	Premio di fedeltà	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1 gennaio	104.466	4	21.307	1.139	20.286	30.305	34.902	447	1	940	213.797
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	-	651	62	1.381	393	-	17	-	2.229	4.733
Interessi passivi	3.196	-	596	33	618	931	1.004	13	-	-	6.391
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	(2)	-	(21)	4	23	1.536	2.931	-	-	-	4.471
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(966)	-	(113)	(15)	(393)	(1.245)	(97)	(2)	-	-	(2.831)
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(607)	-	(152)	162	1.083	(1.155)	338	(45)	-	-	(376)
Costo relativo alle prestazioni di lavoro passate	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pagamenti per estinzioni	(3.241)	-	(654)	-	(2.448)	(1.542)	(6.447)	-	-	(277)	(14.609)
Altre Variazioni	(20)	-	46	(79)	8	(2.078)	-	1	-	(237)	(2.359)
Passività attuariale al 31 dicembre	102.826	4	21.660	1.306	20.558	27.145	32.631	431	1	2.655	209.217

Migliaia di euro

2024

	Trattamento di fine rapporto	ISEE	Indennità mensilità aggiuntive (IMA)	Indennità sostitutive del preavviso (ISP)	Premio di fedeltà	Assistenza sanitaria ASEM	Previdenza integrativa aziendale	Accordo sconto attivi	Contributo FOPEN superiore al limite fiscalmente deducibile	Piani di incentivazione al personale	Totale
Passività attuariale al 1° gennaio	118.532	3	20.442	969	20.758	28.751	40.149	329	-	1.610	231.543
Costo previdenziale relativo alle prestazioni di lavoro corrente	-	-	586	40	1.308	440	-	9	-	606	2.989
Interessi passivi	3.622	-	659	32	674	940	1.245	11	-	-	7.183
Perdite (utili) attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(183)	-	157	(6)	(242)	(690)	193	3	-	-	(768)
Rettifiche basate sull'esperienza passata	(2.358)	1	328	(50)	423	(1.463)	398	97	-	-	(2.624)
Pagamenti per estinzioni	(15.068)	-	(785)	-	(3.065)	(1.821)	(7.083)	-	-	(611)	(28.433)
Altre Variazioni	(79)	-	(80)	154	430	4.148	-	(2)	1	(665)	3.907
Passività attuariale al 31 dicembre	104.466	4	21.307	1.139	20.286	30.305	34.902	447	1	940	213.797

Migliaia di euro	2025	2024
Perdite (utili) rilevate a Conto Economico		
Costo previdenziale	4.733	2.989
Interessi passivi netti	6.391	7.183
Perdite (utili) attuariali su altri benefici a lungo termine	3.885	772
Totale	15.009	10.944

Migliaia di euro	2025	2024
Perdite (utili) rilevate nelle OCI		
Perdite (utili) attuariali su piani a benefici definiti	2.623	4.163
Totale	2.623	4.163

Il costo normale per benefici ai dipendenti rilevati nel 2025 è pari a euro 4.733 migliaia rilevato tra i costi del personale (euro 2.989 migliaia al 31 dicembre 2024), mentre i costi per oneri di attualizzazione, rilevati tra gli oneri finanziari, sono pari a euro 6.391 migliaia (euro 7.183 migliaia al 31 dicembre 2024).

Le principali assunzioni utilizzate nella stima attuariale delle passività per benefici ai dipendenti, in parte aumentate rispetto al 2024, sono evidenziate nella seguente tabella:

	2025	2024
Tasso di attualizzazione	3,37%	3,20%
Tasso di attualizzazione - art. 4	2,80%	2,75%
Tasso di inflazione	2,00%	2,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni - età < 40 anni	4,00%	4,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni - età >40 e <55	3,00%	3,00%
Tasso di incremento delle retribuzioni - età >55 anni	2,00%	2,00%

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 2025				al 31 dicembre 2024			
Una riduzione del 0,5% del tasso di attualizzazione	(3.394)	(1.147)	(1.132)	(562)	(412)	(712)	(7)	(2.882)
Un incremento del 0,5% del tasso di attualizzazione	3.235	847	1.033	804	397	684	7	2.614
Un incremento del 0,5% del tasso di inflazione	2.224	1.208	1.088	-	-	-	-	(2.922)
Un incremento del 0,5% delle retribuzioni	(2.291)	(368)	(1.181)	-	-	-	-	(1.181)
Un incremento del 0,5% delle pensioni	(44)	-	(1.181)	-	-	(729)	-	-
Un incremento del 1,0% del costo delle spese sanitarie	-	-	-	(556)	21.758	34.902	-	48.084
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di mortalità	125.792	24.666	20.558	32.635	-	(2.537)	-	(1.363)
Un incremento di 1 anno nell'aspettativa di vita dei dipendenti e dei pensionati	-	(1.269)	-	(2.577)	-	-	-	-

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.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare relativamente ai piani a benefici definiti nell'esercizio successivo ammonta a euro 28.532 migliaia. Di seguito si illustrano i pagamenti dei benefici attesi nei prossimi esercizi per piani a benefici definiti:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Entro 1 anno	28.532	26.277
tra 1 – 2 anni	21.307	20.392
tra 2 – 5 anni	70.127	64.137
Oltre 5 anni	78.717	94.172

37. Fondo rischi ed oneri (incluse le quote in scadenza nei 12 mesi successivi) – Euro 256.542 migliaia

Il dettaglio dei Fondi rischi ed oneri non correnti e correnti iscritti nel bilancio della Società al 31 dicembre 2025 e 2024 è il seguente:

Migliaia di euro	al 31 dicembre 2025		al 31 dicembre 2024	
	Non corrente	Corrente	Non corrente	Corrente
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:				
- Vertenze e contenzioso	34.142	10.242	34.331	6.222
- Altri	58.176	70.893	84.440	71.160
Totale	92.318	81.135	118.771	77.382
Fondo oneri per incentivi all'esodo	307	591	691	883
Fondo per programmi di ristrutturazione	39.531	42.660	71.334	60.618
Totale complessivo	132.156	124.386	72.025	61.501

Di seguito si riporta anche la movimentazione complessiva dei fondi rischi e oneri intervenuta nell'esercizio 2025:

Migliaia di euro	Accantonamenti		Utilizzi e altri movimenti		Rilasci a Conto economico	
	al 31.12.2024		al 31.12.2025		al 31.12.2025	
Fondo contenzioso, rischi e oneri diversi:						
- Vertenze e contenzioso	40.553	14.438	(6.261)	(4.346)	44.384	
- Altri	155.599	50.577	(69.830)	(7.277)	129.069	
Totale	196.152	65.015	(76.091)	(11.623)	173.453	
Fondo oneri per incentivi all'esodo	1.574	159	(269)	(566)	898	
Fondo per programmi di ristrutturazione	131.953	9.461	(59.223)	-	82.191	
Totale fondi rischi e oneri	329.679	74.635	(135.583)	(12.189)	256.542	

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 173.453 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 44.384 migliaia) e da rischi di varia natura (euro 129.069 migliaia).

Fondo contenzioso e rischi diversi – Vertenze e contenzioso

Nel determinare l'entità dell'accantonamento (euro 14.438 migliaia) e degli utilizzi e rilasci (euro -10.607 migliaia) relativi 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 (pari a euro 10.092 migliaia) è stato contabilizzato, per euro 1.996 migliaia nella voce di

Conto Economico “Costi del personale – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, per euro 457 migliaia nella voce “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri”, per euro 7.031 migliaia nella voce “Altri costi operativi - Accantonamenti e rilasci al fondo rischi e oneri” e per euro 608 migliaia nella voce “Altri oneri finanziari”.

Gli utilizzi e altri movimenti dell'esercizio, pari a euro 6.261 migliaia si riferiscono alla definizione, entro il 31 dicembre 2025, di alcune vertenze giudiziali e stragiudiziali.

Fondo contenzioso e rischi diversi – Altri rischi

Il Fondo contenzioso e rischi diversi al 31 dicembre 2025 (euro 129.069 migliaia), si riferisce a rischi di varia natura, quali essenzialmente la stima degli oneri a fronte di eventuali danni causati a terzi, al di sotto delle franchigie assicurative previste dalla polizza assicurativa RC in essere, riferiti a sinistri di responsabilità civile avvenuti entro il 31 dicembre 2025, degli oneri associati a danni ad impianti in seguito ad eventi eccezionali o a guasti, degli oneri derivanti dal contenzioso fiscale, dei canoni o indennizzi per occupazioni e/o interferenze degli impianti di distribuzione con il demanio idrico regionale, delle probabili penalità sulla continuità del servizio (fallimento degli esperimenti regolatori e penalità sospese), e sui progetti resilienza oltre che degli oneri probabili residui da sostenere in seguito agli impegni assunti nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT.

L'accantonamento dell'esercizio (euro 50.577 migliaia) riguarda principalmente:

- la stima degli oneri per le richieste di risarcimento danni al di sotto delle franchigie assicurative pervenute entro il 31 dicembre 2025 e per le manutenzioni per guasti ad impianti effettuate nell'esercizio ma non ancora definite nell'ammontare, presenti nella voce di Conto economico “Costi per servizi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri” (per complessivi euro 41.668 migliaia);
- la stima degli oneri relativi a lavori per danni ad impianti conseguenti ad eventi eccezionali, degli oneri connessi ad iniziative a favore degli appaltatori in materia di salute e sicurezza sul lavoro oltre ad un aggiornamento della stima degli oneri residui da sostenere in seguito agli impegni assunti nell'ambito del contratto per la vendita della partecipazione in ELAT, presenti nella voce di Conto economico “Altri costi operativi – Accantonamenti e rilasci al fondo per rischi e oneri” (per complessivi euro 8.909 migliaia).

Gli utilizzi e altri movimenti (euro 69.830 migliaia) si riferiscono agli utilizzi del fondo franchigie assicurative (euro 21.466 migliaia), del fondo guasti (euro 15.674 migliaia), del fondo eventi eccezionali (euro 5.092 migliaia) e del fondo salute e sicurezza sul lavoro (euro 2.826 migliaia) e alle riclassifiche a debito dal fondo penalità sospese (euro 12.752 migliaia), dal fondo fallimento esperimenti regolatori (euro 9.295 migliaia) e dal fondo penalità resilienza (euro 2.725 migliaia) per la quota parte di oneri divenuti certi al 31 dicembre 2025.

Fondo oneri per incentivo all'esodo – Euro 898 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 2025 ha accantonato complessivamente al Fondo esodo euro 159 migliaia ed effettuato utilizzi per euro 269 migliaia e rilasci per euro 566 migliaia.

Si evidenzia che gli accantonamenti e i rilasci al Fondo esodo sono stati effettuati nella voce di Conto economico "Costo del personale - Altri costi".

Fondo oneri per programmi di ristrutturazione – Euro 82.191 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 2025 i piani di ristrutturazioni sono stati interessati da accantonamenti per euro 9.461 migliaia, utilizzi ed altri movimenti per euro 59.223 migliaia.

Si evidenzia che gli accantonamenti del Fondo oneri per programmi di ristrutturazione sono stati effettuati nella voce di Conto economico "Costo del personale - Altri costi".

38. Passività contrattuali – Euro 2.508.322 migliaia – euro 1.687.661 migliaia

La voce accoglie le passività derivanti da contratti con i clienti e risulta così composta:

- passività contrattuali non correnti per euro 2.508.322 migliaia (euro 2.810.442 migliaia al 31 dicembre 2024);
- passività contrattuali correnti per euro 1.687.661 migliaia (euro 1.432.148 migliaia al 31 dicembre 2024).

Per maggiori dettagli sul contenuto e sulla movimentazione delle passività contrattuali si rimanda alla nota n. 7 "Ricavi".

39. Altre passività finanziarie – Euro 0 migliaia - Euro 58.865 migliaia

39.1 Altre passività finanziarie non correnti – Euro 0 migliaia

Al 31 dicembre 2025 la Società non presenta altre passività finanziarie non correnti.

39.2 Altre passività finanziarie correnti – Euro 58.865 migliaia

Nella tabella di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività finanziarie correnti al 31 dicembre 2025 confrontate con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Interessi passivi su mutuo BEI	16.884	17.702	(818)
Interessi passivi verso controllante	39.116	43.625	(4.509)
Interessi passivi su mutuo CDP	369	44	325
Interessi passivi su mutuo Citibank-EIFO	1.148	-	1.148
Interessi passivi verso terzi su attività in leasing	286	345	(59)
Interessi passivi verso controllante su attività in leasing	1.062	1.068	(6)
Interessi passivi verso società del gruppo su attività in leasing	-	1	(1)
Totale	58.865	62.785	(3.920)

Gli interessi passivi su mutui BEI e CDP accolgono i ratei per la quota di interessi di competenza dell'anno 2025, che verranno pagati nell'esercizio successivo, relativi ai finanziamenti dettagliati nella nota n. 43 "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.

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. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

La riduzione complessiva, pari a euro 3.920 migliaia, delle altre passività finanziarie correnti, è essenzialmente collegata alla riduzione dell'Euribor che si è registrata nel 2025 e che ha comportato un corrispondente decremento dei tassi d'interesse.

40. Altre passività – Euro 541.148 migliaia - Euro 1.064.540 migliaia

40.1 Altre passività non correnti – Euro 541.148 migliaia

Di seguito è esposto il dettaglio delle altre passività non correnti al 31 dicembre 2025 confrontato con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari > 12	350.347	347.794	2.553
Risconti passivi su contributi (gruppo)	129	145	(16)
Risconti passivi su contributi (terzi)	185.886	204.358	(18.472)
Altre passività non correnti	4.786	9.667	(4.881)
Totale	541.148	561.964	(20.816)

Gli acconti su contributi ed enti e organismi nazionali e comunitari, pari a euro 350.347 migliaia, accolgono gli anticipi del 10% sui progetti PNRR, che verranno recuperati nell'ultima rendicontazione. La variazione in aumento, pari a euro 2.553 migliaia, è riferita all'incasso dell'anticipo del 10% sul progetto "Incremento Resilienza Marche e Lazio" pervenuto nell'esercizio 2025.

I risconti passivi per contributi ricevuti da terzi e gruppo, si riferiscono a contributi per elettrificazione rurale e ad altri contributi in conto capitale ricevuti da enti pubblici o da organismi comunitari. La riduzione riscontrata al 31 dicembre 2025, pari a euro 18.472 migliaia, è essenzialmente collegata ai rilasci a Conto Economico delle quote di competenza dell'esercizio.

Le altre passività non correnti accolgono il debito per i pagamenti da effettuare oltre i successivi 12 mesi, a titolo di esodo, ai dipendenti che hanno cessato la propria posizione lavorativa in applicazione dell'art.4 della legge 92/2012 e/o dei piani di ristrutturazione (cd. Digitalizzazione)

La riduzione di tale voce, pari a euro 4.881 migliaia, è la conseguenza della riclassifica della quota riferita ai pagamenti che saranno effettuati entro i prossimi 12 mesi a titolo di esodo in seguito all'adesione ai piani di ristrutturazione (per euro 4.740 migliaia) e a titolo di esodo incentivato ai sensi dell'art. 4 della legge 92/2012 (per euro 141 migliaia).

Per maggiori dettagli si rimanda alla nota n. 37 "Fondi rischi ed oneri".

40.2 Altre passività correnti – Euro 1.064.540 migliaia

Il dettaglio delle altre passività correnti al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Debiti diversi verso il personale	92.381	96.172	(3.791)
Depositi cauzionali da clienti	74.553	98.001	(23.448)
Debiti diversi verso clienti	178.131	153.416	24.715
Debiti verso istituti previdenziali e assicurativi	85.464	86.356	(892)
Debiti verso associazioni di dipendenti	5	-	5
Acconti Diversi	601.373	591.195	10.178
<i>Acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari</i>	597.611	590.233	7.378
<i>Acconti diversi</i>	3.762	962	2.800
<i>Acconti su contributi in conto esercizio < 12 (terzi)</i>	-	-	-
Ratei passivi	5.469	7.651	(2.182)
Risconti passivi	605	55	550
<i>Risconti passivi (terzi)</i>	605	55	550
Debiti diversi:	26.559	33.285	(6.726)
<i>Debiti diversi (terzi)</i>	23.438	30.139	(6.701)
<i>Debiti diversi (gruppo)</i>	3.118	3.108	10
<i>Debiti diversi (capogruppo)</i>	1	1	-
<i>Debiti diversi (controllante)</i>	2	37	(35)
Totale	1.064.540	1.066.131	(1.591)

I debiti verso il personale, pari a euro 92.381 migliaia (euro 96.172 migliaia al 31 dicembre 2024), accolgono essenzialmente:

- il debito per incentivazioni riconosciute al personale pari a euro 65.817 migliaia (euro 61.581 migliaia al 31 dicembre 2024);
- il debito per competenze maturate dal personale, quali principalmente trattamento di fine rapporto, ferie maturate e non godute e straordinari pari a euro 21.885 migliaia (euro 28.201 migliaia al 31 dicembre 2024);
- 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 2025, pari a euro 4.679 migliaia (euro 6.390 migliaia al 31 dicembre 2024).

I depositi cauzionali da clienti sono ricevuti dai clienti al momento della stipula dei contratti di trasporto. Al 31 dicembre 2025 presentano una riduzione di euro 23.448 migliaia, riferita al minor volume dei depositi cauzionali infruttiferi versati dai titolari del contratto di trasporto a titolo di garanzia, per effetto del contestuale decremento dei crediti commerciali, principalmente riconducibile alla riduzione delle componenti tariffarie Arim e Asos per tutte le categorie di utenza, intervenuta nell'esercizio 2025.

I debiti diversi verso clienti accolgono debiti per rimborsi vari da evadere verso i clienti. Al 31 dicembre 2025 ammontano ad euro 178.131 migliaia e presentano un incremento di euro 24.715 migliaia rispetto all'esercizio precedente. Tale aumento è sostanzialmente riferito ad incassi pervenuti ed in corso di lavorazione.

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 601.373 migliaia (euro 591.195 migliaia al 31 dicembre 2024), presentano un incremento pari a euro 10.178 migliaia sostanzialmente per effetto:

- della variazione in aumento intervenuta negli acconti su contributi da enti e organismi nazionali e comunitari, pari a euro 7.378 migliaia, in seguito agli incassi ricevuti nel 2025 (pari a euro 411.949 migliaia), in parte mitigati dalla quota di contributi portata a riduzione delle attività materiali, in quanto riferita a cespiti entrati in esercizio nel 2025 (pari a euro 403.726 migliaia) e della quota di contributi eccedenti il valore netto degli impianti oggetto di contributo (pari a euro 845 migliaia);
- dell'incasso dell'acconto di euro 2.800 migliaia versato da S.N.I.E. Nola a valle della sottoscrizione del contratto preliminare di cessione del ramo d'azienda relativo all'attività di distribuzione di energia elettrica del Centro Urbano del Comune di Nola.

I ratei passivi, pari complessivamente a euro 5.469 migliaia (euro 7.651 migliaia al 31 dicembre 2024) si riferiscono alla rilevazione degli oneri di competenza dell'esercizio che avranno manifestazione finanziaria futura, riferiti essenzialmente a premi di assicurazioni (euro 2.055 migliaia) e ad imposte e tasse (euro 2.184 migliaia).

I debiti diversi pari complessivamente a euro 26.559 migliaia (euro 33.285 migliaia al 31 dicembre 2024) accolgono partite diverse, di varia natura, ancora da regolarizzare. Essi si riferiscono per euro 23.438 migliaia (euro 30.139 migliaia al 31 dicembre 2024) a debiti diversi verso terzi e per euro 3.121 migliaia (euro 3.146 migliaia al 31 dicembre 2024) a debiti verso società del gruppo (compresa controllante e capogruppo).

41. Debiti commerciali – Euro 1.955.607 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 2025.

Di seguito si riporta la composizione dei debiti commerciali al 31 dicembre 2025, confrontata con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Debiti commerciali verso terzi	1.739.884	1.393.952	345.932
Debiti commerciali verso società capogruppo	19.324	16.341	2.983
Debiti commerciali verso società controllante	62.563	63.344	(781)
Debiti commerciali verso altre società del gruppo	133.836	119.707	14.129
Totale	1.955.607	1.593.344	362.263

L'incremento dei debiti commerciali, pari a euro 362.263 migliaia, è quasi esclusivamente riconducibile all'aumento dei debiti verso terzi, pari a euro 345.932 migliaia, dei debiti verso altre società del gruppo, pari a euro 14.129 migliaia e verso la capogruppo Enel SpA, per euro 2.983 migliaia. Tali impatti sono stati in parte mitigati dalla riduzione dei debiti verso la controllante Enel Italia, pari a euro 781 migliaia.

La variazione in aumento dei debiti commerciali è essenzialmente la conseguenza dei maggiori costi verso fornitori legati alla crescita degli investimenti e dei più elevati costi di vettoriamento passivo

La ripartizione dei debiti commerciali con indicazione di quelli residenti al di fuori dell'Italia è di seguito esposta:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Italia	1.836.888	1.566.843	270.045
Spagna	10.855	2.744	8.111
Cina	79.138	8.671	70.467
Francia	24	24	0
Romania	2.691	2.742	(51)
Germania	6.940	3.867	3.073
Altri	19.071	8.454	10.617
Totale	1.955.607	1.593.344	362.263

I debiti commerciali suddivisi per grado temporale di esigibilità al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 sono di seguito esposti:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	(1.955.607)	(1.955.596)	-	(11)

Migliaia di euro	al 31.12.2024	Entro l'anno successivo	Dal 2° al 5° anno	Oltre il 5° anno
Debiti commerciali	(1.593.344)	(1.593.331)	(2)	(11)

Nello specifico, i debiti commerciali con scadenza inferiore a 12 mesi ammontano a euro 1.955.596 migliaia (1.593.331 migliaia nel 2024) mentre quelli con scadenza superiore a 12 mesi sono pari a euro 11 migliaia (euro 13 migliaia nel 2024).

Per l'analisi delle scadenze dei debiti commerciali si rimanda alla nota 44 "Risk management".

I debiti commerciali verso la capogruppo, la società controllante e le altre società del gruppo al 31 dicembre 2025 e 2024 sono così dettagliati:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Debiti verso società capogruppo	19.324	16.341	2.983
Debiti verso società controllante	62.563	63.344	(781)
Debiti verso altre società del gruppo	133.836	119.707	14.129
Servizio Elettrico Nazionale Spa	39.490	35.845	3.645
Enel Grids Srl	93.009	76.578	16.431
Enel Global Services Srl	(77)	4.869	(4.946)
Enel Produzione Spa	176	694	(518)
Enel Energia Spa	183	573	(390)
Enel Green Power Italia	-	4	(4)
Enel Green Power Spa	395	546	(151)
Enel X Way Italia	64	298	(234)
Enel Sole Srl	74	74	-
Altre società del gruppo	522	226	296
Totale	215.723	199.392	16.331

Per la natura dei principali rapporti con le società del gruppo si rinvia alla Nota di commento n. 47 "Operazioni con le parti correlate".

41.1 Accordi con i fornitori (Supply Chain Development Program)

La Società partecipa al *Supply Chain Development Program* del Gruppo con lo scopo principale di dare sostegno e supportare nella crescita la propria filiera di fornitori.

Gli accordi stipulati con i "Partner" sono molteplici e per quanto concerne i servizi finanziari viene data l'opportunità, salvo adesione del fornitore, di accedere a prodotti finanziari di breve e medio/lungo periodo, tra cui il factoring. In particolare, con riferimento alle fatture messe in pagamento da Enel:

- i fornitori possono scegliere di ricevere il pagamento anticipato delle loro fatture dalle banche; in base agli accordi, le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori partecipanti in relazione alle fatture dovute dalla Società prima della data di scadenza della fattura;
- in base agli accordi, le banche accettano di pagare gli importi dovuti ai fornitori in relazione alle fatture dovute dalla Società alla data di scadenza della fattura e la Società rimborsa le banche.

L'accordo tra Enel e le banche non estende i termini di pagamento oltre i termini concordati con i fornitori. Inoltre, la Società non incorre in alcun interesse aggiuntivo nei confronti della banca sugli importi dovuti ai fornitori.

Considerando che non è stata ottenuta alcuna liberatoria legale, né che le passività originali sono state sostanzialmente modificate al momento della stipula degli accordi, i debiti commerciali originali relativi agli accordi non sono stati cancellati o riclassificati diversamente dalla Società.

Pertanto, e-distribuzione include gli importi soggetti all'accordo tra i debiti commerciali perché la natura e la funzione di questi debiti rimangono le stesse di quelle degli altri debiti commerciali.

Ulteriori informazioni sono fornite nella tabella seguente:

Migliaia di euro		
	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Valore dei debiti parte degli accordi		
Presentato nella linea dei debiti commerciali:	159.506	63.671
di cui fornitori pagati da istituti finanziari	159.506	63.671
per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento	-	-
Presentato nella linea dei debiti finanziari:	-	-
di cui fornitori pagati da istituti finanziari	-	-
per i quali l'acquirente ha ottenuto un posticipo di pagamento	-	-

42. Debiti verso Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali – Euro 3.378.629 migliaia

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

Migliaia di euro			
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Perequazioni	610.687	254.559	356.128
Penali e Indennizzi sulla continuità del servizio	187.737	270.225	(82.488)
Componenti e oneri di sistema	2.554.130	3.073.551	(519.421)
Penali Resilienza	2.725	7.853	(5.128)
Altri debiti verso CSEA	23.350	20.878	2.472
Totale	3.378.629	3.627.066	(248.437)

L'incremento dei debiti per Perequazioni, pari a euro 356.128 migliaia, deriva essenzialmente:

- dall'iscrizione della stima del debito dell'anno 2025 relativo ai meccanismi di perequazione ricavi distribuzione (pari a euro 249.751 migliaia), misura (pari a euro 93.238 migliaia) e delta perdite (pari a euro 18.800 migliaia);
- dalla rilevazione della sopravvenienza passiva sulla perequazione ricavi distribuzione anno precedente, complessivamente pari a euro 40.756 migliaia, in seguito alla revisione della stima dei ricavi tariffari dell'anno 2024, effettuata per tener conto degli ultimi aggiornamenti disponibili sia dei parametri di calcolo sottostanti che dei volumi del fatturato di tale anno;
- dalla rilevazione degli acconti di perequazione per i costi del servizio di trasmissione relativi all'anno 2025, a valle degli incassi, pari a euro 5.913 migliaia, ricevuti nell'esercizio corrente, così come previsto dall'art. 39 dell'allegato A alla deliberazione 616/2023/R/eel e s.m.i. (cd. "TIT").

Tali effetti sono stati in parte compensati:

- dalla riduzione del debito per perequazione dei ricavi distribuzione e misura anno precedente, in seguito alla rilevazione delle sopravvenienze attive sui ricavi trasporto energia (gruppo e terzi) pari a euro 18.790 migliaia, e sul meccanismo di perequazione delle perdite di rete, pari a euro 28.570 migliaia, rilevate nell'esercizio 2025, a seguito dei ricalcoli di perequazione degli ultimi cinque anni;
- dall'azzeramento del debito per la perequazione dei costi di trasmissione rilevata nel 2024, pari a euro 4.783 migliaia, per avvenuto pagamento nell'esercizio 2025 di euro 8.792 migliaia e contestuale rilevazione di una sopravvenienza passiva, complessivamente pari a euro 4.009 migliaia;
- dal pagamento della perequazione ricavi distribuzione anni 2009-2017, pari a euro 187 migliaia.

Il decremento dei debiti per Penali e indennità sulla continuità del servizio, pari a euro 82.488 migliaia, è riconducibile:

- per euro 121.080 migliaia alla riduzione del debito per la continuità del servizio per effetto del pagamento delle risultanze istruttorie sulla continuità del servizio anno 2023 (ai sensi della delibera ARERA n. 584/2024), pari a euro 128.643 migliaia, in parte compensato dalla rilevazione della sopravvenienza passiva per l'adeguamento delle penalità relative all'anno 2023, pari a euro 7.338 migliaia;
- per euro 65.787 migliaia alla riduzione del debito per la continuità del servizio per effetto del pagamento delle risultanze istruttorie sulla continuità del servizio anno 2024 (ai sensi della delibera ARERA n. 511/2025), pari a euro 51.845 migliaia e della rilevazione della sopravvenienza attiva per l'adeguamento delle penalità relative all'anno 2024, pari a euro 13.942 migliaia;
- per euro 50.719 migliaia alla riduzione del debito relativo al 2024 verso il Fondo Eventi Eccezionali, ai sensi dell'art. 47 del TIQD, in seguito al pagamento di euro 50.727 migliaia che ha comportato la rilevazione di una sopravvenienza passiva pari a euro 8 migliaia;
- per euro 22.543 migliaia alla riduzione del debito per corrispettivo tariffario specifico (CTS) ai sensi dell'art. 38 del TIQD, relativo all'anno 2024, effettuata in seguito alla definizione dei valori avvenuta con la presentazione a CSEA della relativa dichiarazione annuale;
- per euro 9.583 migliaia alla riduzione del debito per esperimenti regolatori anno 2024 per effetto del pagamento effettuato nell'esercizio corrente di euro 9.562 migliaia e della rilevazione della contestuale sopravvenienza attiva, pari a euro 21 migliaia;
- per euro 2.234 migliaia alla riduzione del debito per la regolazione individuale della continuità del servizio (cd. titolo IV) del TIQD, pagato nell'esercizio 2025, rilevando una sopravvenienza passiva di euro 301 migliaia.

Tali impatti sono stati in parte mitigati dai seguenti fenomeni:

- per euro 94.500 migliaia dall'accertamento della stima del debito relativo all'esercizio 2025 per penalità ai sensi del titolo III del TIQD;
- per euro 49.988 migliaia dall'accertamento della stima del debito verso il Fondo Eventi Eccezionali (ai sensi dell'art. 47 del TIQD) relativo all'esercizio 2025 e precedenti;
- per euro 22.502 migliaia dalla quota di corrispettivo tariffario specifico (CTS) fatturato a partire dal secondo bimestre 2025 ai clienti MT ai sensi dell'art. 38 del TIQD e non ancora regolata finanziariamente;
- per euro 22.048 migliaia riferito al valore delle penalità per esperimenti regolatori riclassificate dal fondo rischi;
- per euro 2.670 migliaia dall'accertamento della stima del debito per la regolazione individuale della continuità del servizio (cd. titolo IV del TIQD) riferita all'esercizio corrente.

La riduzione del debito per Componenti e oneri di sistema, pari a euro 519.421 migliaia, è sostanzialmente connesso all'aumento delle tariffe della componente Arim ed Asos per tutte le categorie di utenza intervenuto nell'esercizio 2025 e previsto dalle delibere n. 599/24, 131/25, 281/25 e 429/25 ARERA.

Il debito per penali resilienza, pari al 31 dicembre 2025 ad euro 2.725 migliaia, risulta in decremento di euro 5.128 migliaia essenzialmente per la definizione dei premi e delle penalità sugli interventi di incremento della resilienza completati nel 2024 e delle partite economiche in relazione al monitoraggio dell'efficacia degli interventi completati nel 2019 (come da delibera n. 418/2025 ARERA), che ha riconosciuto penalità complessive pari a euro 8.369 migliaia ed ha comportato la rilevazione di una sopravvenienza passiva di euro 516 migliaia; tale effetto è stato in parte compensato dalla rilevazione della nuova stima delle penalità resilienza per l'anno 2025, pari a euro 2.725 migliaia, in decremento rispetto a quella dell'anno precedente per la chiusura, nell'esercizio corrente, di un numero inferiore di lavori rispetto all'anno precedente.

Gli Altri debiti, pari a euro 23.350 migliaia (euro 20.878 migliaia al 31 dicembre 2024), presentano un incremento pari a euro 2.472 migliaia determinato sostanzialmente per euro 9.700 migliaia dall'accertamento degli oneri per prescrizione

biennale a carico delle imprese distributrici, introdotti dall'art. 8 della delibera ARERA n. 604/2021, in parte compensato dalla riduzione dei debiti per il Reintegro degli Oneri di Sistema (per euro 5.685 migliaia), e dalla riduzione dei debiti per il Reintegro degli Oneri di Rete (per euro 1.542 migliaia).

Strumenti finanziari

43. 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.

Attività finanziarie per categoria

La tabella seguente indica il valore contabile di ciascuna categoria delle attività finanziarie previste dall'IFRS 9, al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024, distinte tra attività finanziarie correnti e non correnti, esponendo separatamente i derivati di copertura.

Migliaia di euro	Note	Non corrente		Corrente	
		al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Attività finanziarie valutate al costo ammortizzato	43.1	109.780	77.043	4.871.844	5.604.968
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI)	43.2	136.512	136.560	-	-
Strumenti di capitale		136.512	136.560	-	-
Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico (FVTPL)	43.3	-	2.312	7.326	-
Altre attività finanziarie		-	2.312	7.326	-
Strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura	43.4	881	42.403	40.932	-
Derivati di cash flow hedge		881	42.403	40.932	-
TOTALE		247.173	258.318	4.920.102	5.604.968

Per maggiori informazioni sulla valutazione dei derivati attivi, correnti e non correnti, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 45 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value, si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 46 "Fair value measurement".

43.1 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		Corrente	
		al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti		-	-	167.526	113.104
Crediti commerciali		-	-	4.440.578	4.317.158
Attività derivanti da contratti con i clienti					-
Crediti finanziari e titoli a breve termine		-	-	42.221	945.947
Altre attività correnti		-	-	18.074	16.359
- Depositi cauzionali presso terzi		-	-	1.614	794
- Anticipi a fornitori e a terzi		-	-	8.237	7.079
- Note credito da ricevere		-	-	7.591	7.789
- Crediti verso il personale		-	-	632	697
Crediti verso CSEA	29	59.460	-	203.248	212.201
Altre attività	26	6.198	4.312	197	198
Crediti finanziari e titoli a medio/lungo termine	25	44.122	72.731	-	-
TOTALE		109.780	77.043	4.871.844	5.604.967

I crediti commerciali verso i clienti al 31 dicembre 2025 ammontano a euro 4.440.578 migliaia (euro 4.317.158 migliaia al 31 dicembre 2024) e sono rilevati al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a euro 1.078.922 migliaia alla fine dell'anno 2025 (euro 1.092.820 migliaia al 31 dicembre 2024).

Impairment delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato

Le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato al 31 dicembre 2025 sono pari complessivamente a euro 5.682.010 migliaia (euro 4.410.998 migliaia al 31 dicembre 2024) e sono rilevate al netto del fondo perdite attese, pari complessivamente a euro 1.124.703 migliaia a fine esercizio (euro 1.118.770 migliaia al 31 dicembre 2024).

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 contratti con i clienti;
- crediti finanziari;
- altre attività finanziarie.

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 dai crediti commerciali. 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* a tale data e la probabilità di *default* alla data di riferimento del bilancio.

In base ai risultati di tale verifica, si rileva un fondo perdite attese per i successivi 12 mesi (ECL a 12 mesi) o lungo tutta la vita residua dell'attività (ECL *Lifetime*) (cd. "*staging*"). In particolare, il fondo è basato sul calcolo delle:

- ECL a 12 mesi, per le attività finanziarie che non hanno subito un incremento significativo del rischio di credito rispetto alla rilevazione iniziale;
 - 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, 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).

La tabella che segue indica le perdite attese rilevate per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato in base all'approccio generale e semplificato:

Migliaia di euro	al 31.12.2025			al 31.12.2024		
	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale	Importo lordo	Fondo perdite attese	Totale
Crediti Commerciali	5.519.500	1.078.921	4.440.579	5.409.978	1.092.820	4.317.158
Crediti finanziari	96.793	10.449	86.344	1.029.185	10.507	1.018.678
Altre attività finanziarie al costo ammortizzato*	483.008	28.345	454.663	367.551	21.376	346.175
Totale	6.099.301	1.117.715	4.981.586	6.806.714	1.124.703	5.682.011

* la voce comprende anche le disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Per determinare le perdite attese, e-distribuzione S.p.A. valuta i crediti commerciali basandosi sull'approccio semplificato, sia su base individuale (per tutti i trader e per le altre tipologie di clienti che superano determinate soglie di materialità) sia collettiva.

In caso di valutazioni individuali, la PD è ottenuta prevalentemente da *provider* esterni.

Diversamente, in caso di valutazioni su base collettiva, i crediti commerciali sono raggruppati in base alle caratteristiche di rischio di credito condivise ed informazioni sullo scaduto, considerando una specifica definizione di *default*.

In base alle differenze di portafogli di clienti, anche in termini di tassi di default e recupero e-distribuzione S.p.A.:

- ✓ applica principalmente una definizione di default basata su uno scaduto di 90 giorni e pertanto, oltre tale termine, si presume che i crediti commerciali siano deteriorati (i.e. credit-impaired); e
- ✓ definisce specifici cluster sulla base degli specifici business e caratteristiche di rischio.

Al fine di valutare 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 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 al netto di eventuali depositi di cassa, comprese le fatture emesse ma non scadute e le fatture da emettere.

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese sui crediti finanziari (in base all'approccio generale):

Migliaia di euro

	ECL 12 months			ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2024	10.558	-	10.558	-	-	-
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	51	-	51	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2024	10.507	-	10.507	-	-	-
Svalutazioni	-	-	-	-	-	-
Utilizzi	-	-	-	-	-	-
Rilasci	-	58	-	58	-	-
Write-off	-	-	-	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2025	10.449	-	10.449	-	-	-

Il fondo perdite attese relativo ai crediti finanziari è pari al 31 dicembre 2025 ad euro 10.449 migliaia (euro 10.507 migliaia al 31 dicembre 2024) e si riferisce all'impairment:

- dei crediti finanziari e titoli a medio e lungo termine per euro 18 migliaia (euro 65 migliaia al 31 dicembre 2024);
- dei crediti finanziari e titoli a breve termine per euro 10.431 migliaia (euro 10.442 migliaia al 31 dicembre 2024).

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 2024	1.062.696	43.398	1.106.094
Svalutazioni	24.512	-	24.512
Utilizzi	(34)	-	(34)
Rilasci	(37.752)	-	(37.752)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	3.691	(3.691)	-
Totale al 31 dicembre 2024	1.053.113	39.707	1.092.820
Svalutazioni	14.796	-	14.796
Utilizzi	(18.321)	-	(18.321)
Rilasci	(10.373)	-	(10.373)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	66.281	(66.281)	-
Totale al 31 dicembre 2025	1.105.496	(26.574)	1.078.922

Il fondo perdite attese relativo ai crediti commerciali, pari al 31 dicembre 2025 ad euro 1.078.922 migliaia (euro 1.092.820 migliaia al 31 dicembre 2024), si riferisce all'*impairment*:

- dei crediti trasporto energia per euro 1.014.967 migliaia (euro 1.023.523 migliaia al 31 dicembre 2024), di cui euro 17.830 migliaia per interessi di mora
- dei crediti servizi di misura e connessioni per euro 37.881 migliaia (euro 52.876 migliaia al 31 dicembre 2024);
- degli altri crediti commerciali per euro 26.074 migliaia (euro 16.421 migliaia al 31 dicembre 2024).

La tabella seguente indica la movimentazione del fondo perdite attese su altre attività finanziarie al costo ammortizzato (in base all'approccio semplificato). Nella tabella è stata ricompresa anche la perdita attesa relativa delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti:

Migliaia di euro

	ECL Lifetime		
	Individuale	Collettiva	Totale
1° gennaio 2024	2.098	20	2.118
Svalutazioni	19.307	1	19.308
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	(50)	-	(50)
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	-	-	-
Totale al 31 dicembre 2024	21.355	21	21.376
Svalutazioni	6.930	-	6.930
Utilizzi	-	-	-
Rilasci	-	-	-
Write-off	-	-	-
Altre movimentazioni	(14)	14	-
Totale al 31 dicembre 2025	28.271	35	28.306

Si precisa che nella nota n. 44 "Risk Management" sono fornite informazioni aggiuntive relativamente all'esposizione al rischio di credito e alle perdite attese.

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

La tabella seguente espone le attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico complessivo (FVOCI) al 31 dicembre 2025 per natura, confrontate con l'esercizio precedente, suddivise in attività finanziarie correnti e non correnti:

Migliaia di euro	Note	Non correnti		Correnti	
		al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Partecipazioni in altre imprese	23	136.512	136.560	-	-
Totale		136.512	136.560	-	-

Al 31 dicembre 2025, tra le attività correnti si riscontra la partecipazione in Duereti S.r.l. per un valore di euro 136.512 migliaia.

43.3 Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Al 31 dicembre 2025 non sono presenti attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, sia correnti che non correnti.

43.4 Derivati attivi designati come strumenti di copertura

Per maggiori dettagli sui derivati attivi si prega di far riferimento alla nota n. 45 "Derivati e hedge accounting".

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 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Passività finanziarie valutate al costo ammortizzato	43.2.1	10.445.285	10.318.187	7.794.682	8.000.290
Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico		-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge	24	1.471	35.718	1.339	-
Totale derivati passivi designati come strumenti di copertura		1.471	35.718	1.339	-
Totale		10.446.756	10.353.905	7.796.021	8.000.290

Per maggiori informazioni sulla rilevazione e classificazione dei derivati passivi correnti e non correnti si prega di far riferimento alla Nota Esplicativa n. 45 "Derivati e Hedge Accounting".

Per maggiori informazioni sulla valutazione al fair value si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 46 "Attività e passività misurate al Fair value".

43.5 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 31.12.2025	al 31.12.2024		al 31.12.2025	al 31.12.2024
Finanziamenti a lungo termine	34	10.445.285	10.318.187	34	572.654	447.010
Finanziamenti a breve termine		-	-	34	1.554.653	2.000.124
Debiti commerciali		-	-	41	1.955.607	1.593.344
Debiti verso CSEA		-	-	42	3.378.629	3.627.066
Altre passività finanziarie correnti		-	-	39	58.865	62.785
Passività contrattuali - lavori in corso su ordinazione		-	-	38 - 6	21.590	18.544
Altre passività correnti:		-	-	40	252.684	251.417
- Depositi cauzionali da clienti		-	-		74.553	98.001
- Debiti diversi verso clienti		-	-		178.131	153.416
Totale		10.445.285	10.318.187		7.794.682	8.000.290

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) – 11.017.939 migliaia di euro

Tali voci riflettono il debito a lungo termine relativo a finanziamenti bancari e ad altri finanziamenti in euro incluse le quote in scadenza entro i 12 mesi.

In particolare, tali voci accolgono per euro 933.333 migliaia due finanziamenti concessi da Enel Italia S.p.A. nel 2021 entrambi a tasso fisso e di durata decennale, per euro 6.319.643 migliaia tre finanziamenti concessi da Enel Italia S.p.A. nel corso del 2022 così dettagliati:

- 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 (residuo debito per 819.643), ad un tasso variabile Euribor 6 mesi più un margine del 2,69% e durata pari a 10 anni.

Con riferimento a tutti i finanziamenti intrattenuti con Enel Italia S.p.A., si precisa che l'importo rimborsato nell'anno 2025 è stato complessivamente pari a euro 97.024 migliaia.

I finanziamenti a lungo termine accolgono, per complessivi euro 2.851.363 migliaia, dieci 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 2025 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 36 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 2025 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 13 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.

Ad ottobre 2023 è stata erogata la prima e unica tranche del finanziamento BEI ENEL OPEN METER II per un importo di euro 500.000 migliaia, ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a sei mesi maggiorato del 0,548%. 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. 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 2025 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 130 migliaia.

A dicembre 2024 è stato erogato un ulteriore finanziamento BEI denominato "Enel Electricity Distribution Network Upgrade" per un importo di euro 250.000 migliaia, ad un tasso fisso del 2,921% durata 15 anni, garantito da *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A., 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 2025 il loro costo ammortizzato risulta pari a euro 126 migliaia.

A febbraio 2025 è stato un ulteriore finanziamento BEI denominato "Enel Electricity Distribution Network Upgrade B" per un importo di euro 250.000 migliaia, ad un tasso variabile pari all'EURIBOR a 6 mesi maggiorato di uno spread dello 0,747% durata 15 anni, garantito da *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.,

Con riferimento a tutti i finanziamenti intrattenuti con la BEI, si precisa che l'importo rimborsato nell'anno 2025 è stato complessivamente pari a euro 196.823 migliaia.

Inoltre, tali voci accolgono per euro 468.000 migliaia tre 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. Il terzo finanziamento concesso da CDP, pari ad euro 200.000 migliaia, è stato erogato il 12/12/2025, durata 15 anni ad un tasso variabile pari all'Euribor a 6 mesi più uno spread dello 0,89%. Tale finanziamento è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A. Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 300 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2025 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 299 migliaia,

L'importo rimborsato nell'anno 2025 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 ventinquennale 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 2025, sono stati complessivamente pari a euro 246 migliaia.

Nel corso del 2025 la Società ha incassato due tranches del finanziamento agevolato ISMI con Mediocredito Centrale rispettivamente:

- in data 21 marzo 2025 euro 54 migliaia con scadenza 31 dicembre 2029 ad un tasso fisso dello 0,17%;
- in data 19 settembre 2025 euro 260 migliaia con scadenza 30 giugno 2030 ad un tasso fisso dello 0,17%.

Nel corso del 2025 la Società ha sottoscritto un finanziamento con Citibank Europe di euro 230.000 migliaia a tasso variabile pari all'Euribor 6 mesi più uno spread dello 0,43% di durata 13 anni. Si evidenzia che le spese di istruttoria, pari a euro 11.129 migliaia, sono state portate a rettifica del valore del finanziamento ricevuto e che al 31 dicembre 2025 il loro costo ammortizzato risulta essere pari a euro 10.871 migliaia, Tale finanziamento è assistito da una *parent company guarantee* rilasciata da Enel S.p.A.

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 221.058 migliaia (di cui euro 111.371 migliaia verso la società Enel Italia S.p.A., euro 376 migliaia verso la società Enel Produzione S.p.A. ed euro 109.310 migliaia verso terzi).

Nel corso dell'esercizio 2025 i finanziamenti da leasing hanno registrato un incremento pari a euro 67.302 migliaia, rimborsi pari ad euro 100.996 migliaia e altri movimenti a riduzione pari ad euro 6.881 migliaia.

Le tabelle seguenti indicano il valore nominale, il valore contabile e il *fair value* dei finanziamenti a lungo termine al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024, 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 2025-2024
al 31.12.2025						
Finanziamenti bancari:						-
- tasso fisso	256.017	255.891	250	255.641	241.706	249.701
- tasso variabile	3.299.362	3.288.014	313.429	2.974.585	3.301.356	108.064
- linee di credito <i>revolving</i> e <i>non-revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-	-
Totale finanziamenti bancari	3.555.379	3.543.905	313.679	3.230.226	3.543.062	357.765
Finanziamenti non bancari:						-
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	221.058	221.058	64.928	156.130	221.058	19.723
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	4.433.333	4.433.333	133.333	4.300.000	4.224.220	(66.667)
- altri finanziamenti - tasso variabile	2.819.643	2.819.643	60.714	2.758.929	3.008.532	(30.357)
Totale finanziamenti non bancari	7.474.034	7.474.034	258.975	7.215.059	7.453.810	(77.301)
Totale finanziamenti a tasso fisso	4.910.408	4.910.282	198.511	4.711.771	4.686.984	202.757
Totale finanziamenti a tasso variabile	6.119.005	6.107.657	374.143	5.733.514	6.309.888	77.707
Totale	11.029.413	11.017.939	572.654	10.445.285	10.996.872	280.464

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Quota corrente	Quota con scadenza oltre i 12 mesi	Fair value	Variazioni valore contabile 2024-2023
al 31.12.2024						
Finanziamenti bancari:						
- tasso fisso	255.948	255.813	246	255.567	243.490	249.623
- tasso variabile	2.905.519	2.905.301	286.156	2.619.145	2.881.787	(274.649)
- linee di credito <i>revolving e non-revolving</i> (quota utilizzata)						-
Totale finanziamenti bancari	3.161.467	3.161.114	286.402	2.874.712	3.125.277	(25.026)
Finanziamenti non bancari:						
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	254.084	254.084	63.584	190.500	254.084	52.749
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile						-
- altri finanziamenti - tasso fisso	4.500.000	4.500.000	66.667	4.433.333	4.243.319	-
- altri finanziamenti - tasso variabile	2.850.000	2.850.000	30.357	2.819.643	3.044.878	-
Totale finanziamenti non bancari	7.604.084	7.604.084	160.608	7.443.476	7.542.281	52.749
Totale finanziamenti a tasso fisso	5.010.032	5.009.897	130.497	4.879.400	4.740.893	302.372
Totale finanziamenti a tasso variabile	5.755.519	5.755.301	316.513	5.438.788	5.926.665	(274.649)
Totale	10.765.551	10.765.198	447.010	10.318.188	10.667.558	27.723

Per maggiori informazioni sull'analisi delle scadenze dei finanziamenti, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 44 "Risk Management" e sui livelli del fair value, si prega di far riferimento alla Nota di commento n. 46 "Attività e passività misurate al Fair value".

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 31.12.2025		al 31.12.2024		al 31.12.2025	
Euro	11.017.939	11.029.413	10.765.198	10.765.551	2,88%	2,90%
TOTALE	11.017.939	11.029.413	10.765.198	10.765.551		

Nella tabella seguente sono riportati i finanziamenti per leasing per controparte e tasso di interesse:

Migliaia di euro	Saldo	Valore nominale	Tasso medio di interesse in vigore	Tasso d'interesse effettivo in vigore
	al 31.12.2025		al 31.12.2025	
Passività da leasing - gruppo:	111.747	111.747		
- tasso fisso	111.747	111.747	3,27%	3,27%
- tasso variabile	-	-		
Passività da leasing - terzi:	109.311	109.311		
- tasso fisso	109.311	109.311	2,96%	2,96%
- tasso variabile	-	-		
TOTALE	221.058	221.058		

La tabella seguente indica le caratteristiche dei finanziamenti bancari e non ricevuti nell'esercizio 2025:

Migliaia di euro

Tipo di finanziamento	Emittente	Data di emissione	Importo emesso	Valuta	Tasso d'interesse	Tipo di tasso d'interesse	Scadenza
Finanziamenti bancari:							
	BEI	11/02/2025	250.000	EUR	Euribor 6 mesi + 0,747%	tasso variabile	13/02/2040
	MEDIOCREDITO CENTRALE	21/03/2025	54	EUR	0,17%	tasso fisso	31/12/2029
	MEDIOCREDITO CENTRALE	19/09/2025	260	EUR	0,17%	tasso fisso	30/06/2030
	CITI	22/10/2025	230.000	EUR	Euribor 6 mesi + 0,43%	tasso variabile	29/01/2038
	CDP	12/12/2025	200.000	EUR	Euribor 6 mesi + 0,89%	tasso variabile	12/12/2040
Totale			680.314				

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 di 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. tra cui quelli stipulati da giugno 2021 a gennaio 2025, e nel finanziamento stipulato con CDP a novembre 2025, 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.

Si segnala che in data 13 ottobre 2025 è stato sottoscritto un finanziamento tra Enel S.p.A. (in qualità di garante), e-distribuzione (in qualità di prestatore), Citibank (in qualità di prestatore) e Export and Investment Fund of Denmark ("EIFO") per un importo pari a 230 milioni di euro (il "Finanziamento EIFO"), sulla base di un "Framework Agreement" sottoscritto in data 19 luglio 2025 tra Enel S.p.A., Citibank e EIFO, che regola la concessione da parte di Citibank di finanziamenti in favore di società del gruppo Enel, garantiti da EIFO e da Enel S.p.A. Il Finanziamento EIFO contiene covenant tipici della prassi internazionale e dei finanziamenti supportati da agenzie di credito all'esportazione ("export credit agencies").

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 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Prima della copertura		Dopo la copertura		Prima della copertura		Dopo la copertura	
%								
Tasso variabile	6.119.006	55%	3.987.686	36%	5.755.519	53%	3.457.161	32%
Tasso fisso	4.910.408	45%	7.041.728	64%	5.010.032	47%	7.308.390	68%
Totale	11.029.414	100%	11.029.414	100%	10.765.551	100%	10.765.551	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 – 1.554.653 migliaia di euro

La tabella seguente indica i finanziamenti a breve termine al 31 dicembre 2025 distinti per natura, confrontati con l'esercizio precedente:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Finanziamenti bancari a breve termine	17	124	(107)
Finanziamenti bancari a breve termine - gruppo	1.500.000	2.000.000	(500.000)
Conto corrente intersocietario	54.636	-	54.636
Totale	1.554.653	2.000.124	(445.471)

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, che, in considerazione del piano di sviluppo della rete, della complessità dello scenario macroeconomico ed energetico del Paese e in ottica di minimizzazione degli oneri finanziari della Società, nel mese di luglio è stata rinnovata per una durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (Euribor 3 mesi) più spread 0,74%. Al 31 dicembre 2025 tale linea di credito risulta completamente utilizzata.

Al 31 dicembre 2024 tale voce, pari a euro 2.000.000 migliaia, accoglieva la linea di credito revolving, completamente utilizzata, ottenuta nel mese di luglio 2024 dalla controllante per una durata massima di un anno, con tasso trimestrale variabile (Euribor 3 mesi) più spread 0,80%.

Il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, al 31 dicembre 2025, risulta a debito per euro 54.636 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2025, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari allo 0,76% fino al 30 settembre 2025 e dello 0,73% dal 1° ottobre 2025, e sui saldi creditori un tasso che è variato mensilmente.

Al 31 dicembre 2024, il saldo del conto corrente intersocietario intrattenuto con la controllante, risultava a credito per euro 904.131 migliaia. Sui saldi giornalieri a debito è stato applicato, per ciascun mese dell'anno 2024, un tasso di interesse pari all'“Euribor ad un mese-media mensile”, maggiorato di uno spread pari 0,62%, fino al 30 settembre 2024 e dello 0,76% dal primo ottobre 2024 e sui saldi creditori un tasso che è variato mensilmente.

43.6 Derivati passivi di cash flow hedge

Per maggiori dettagli sui derivati passivi di cash flow hedge si prega di far riferimento alla *nota n. 45 “Derivati ed hedge accounting”*.

43.7 Utili (perdite) netti

Nella tabella seguente sono riportati gli utili e le perdite nette al 31 dicembre 2025 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
	2025	2025	2024*	2024*
Attività finanziarie al FVOCI:	-	-	-	-
Attività finanziarie misurate al costo ammortizzato	49.233	(29)	(42.948)	(100)
Attività finanziarie al FVTPL:	-	-	-	-
Passività finanziarie misurate al costo ammortizzato	456.524	-	628.932	-
Passività finanziarie al FVTPL:	-	-	-	-

*dato aggiornato

Per il dettaglio degli utili e delle perdite nette su strumenti finanziari derivati si rimanda alla nota 17 "Proventi/(Oneri) finanziari da derivati".

44. Risk Management

44.1 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, in linea con il modello del Gruppo Enel e con quelli più accreditati nel contesto internazionale. Tale modello ha come obiettivi:

- l'attuazione di un Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (SCIGR);
- la rappresentazione organica ed univoca dei principali rischi (secondo la tassonomia definita nel catalogo dei rischi);
- l'adozione di processi, strumenti e metodologie che abilitino l'adozione di decisioni consapevoli che tengano conto della natura e del livello dei rischi e che ne colgano, al contempo, le relative opportunità.

In linea con il catalogo dei rischi di Gruppo, essi vengono classificati in sei categorie: Strategici, Finanziari, Operativi, Governance & Culture, Tecnologia Digitale e Compliance.

Per contenere e/o ottimizzare l'esposizione a tali rischi, la Società svolge una serie di attività di gestione, monitoraggio, controllo e reporting degli stessi.

44.2 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 ed indicatori di rischio. L'obiettivo è quello di mitigare opportunamente i rischi finanziari al fine di minimizzare 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 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. 43 "Strumenti finanziari per categoria".

La seguente tabella mostra il valore nozionale dei derivati su tassi di interesse al 31 dicembre 2025 e 31 dicembre 2024 suddiviso per tipologia di contratto:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Interest rate swaps fixed to floating	-	-
Interest rate swaps floating to fixed	2.131.320	2.298.357
Totale	2.131.320	2.298.357

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. 45 "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 2025 il 55% (53% al 31 dicembre 2024) 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 2025, risulta essere coperto al 64% (68% al 31 dicembre 2024).

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 31.12.2025		al 31.12.2024		
		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	9.969 (9.969)	-	8.643 (8.643)	-
	Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	25	-	-	-	-
	Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
	<i>Cash Flow hedge</i>	25	-	25.510 (25.510)	-	30.235 (30.235)
	<i>Fair value hedge</i>	25	-	-	-	-

Non ci sono variazioni rispetto al periodo precedente nei metodi e nelle assunzioni utilizzate nell'analisi di sensitività.

Rischio di cambio

Il rischio tasso di cambio è il rischio che i flussi finanziari futuri di uno strumento finanziario o il suo *fair value* fluttuino a seguito di variazioni nel livello di mercato dei tassi di cambio.

La principale fonte di rischio tasso di cambio deriva dalle variazioni avverse del controvalore in euro di grandezze economiche e patrimoniali denominate in una valuta differente rispetto all'euro quali costi, ricavi, passività e attività finanziarie.

Al 31 dicembre 2025 risultano aperte posizioni finanziarie eseguite a copertura del rischio cambio relativo all'acquisto di contatori digitali e relativi apparati.

Nella seguente tabella vengono forniti, alla data del 31 dicembre 2025 e del 31 dicembre 2024, il valore nozionale delle operazioni in essere suddivise per tipologia di strumento di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Cross currency rate swaps (CCIRs)	-	-
Currency forwards	15.562	-
Totale	15.562	-

In base all'analisi dell'indebitamento, si rileva che e-distribuzione non detiene passività finanziarie denominate in divisa diversa dall'euro.

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.

Mantenendo costanti tutte le altre variabili, il risultato prima delle imposte è impattato come segue:

Migliaia di euro	Aumento/riduzione nei tassi di cambio	al 31.12.2025		al 31.12.2024	
		Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)	Impatto a conto economico (a lordo delle imposte)	Impatto a patrimonio netto (a lordo delle imposte)
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati classificati non di copertura	10%	-	-	-	-
Variazione del fair value degli strumenti finanziari derivati designati come strumenti di copertura:					
<i>Cash Flow hedge</i>	10%	-	(1.399)	-	-
		-	1.709	-	-
<i>Fair value hedge</i>	10%	-	-	-	-
		-	-	-	-

Rischio di prezzo delle Commodity

La Società, in seguito a periodici assessment, ritiene non rilevante il rischio di oscillazione dei prezzi delle commodity, principalmente acciaio 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, vengono richieste a garanzia del contratto di trasporto fidejussioni bancarie, assicurative, depositi cauzionali, Parent Company Guarantee e/o garanzie reputazionali (Rating creditizio), 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 2025 e 2024 è rappresentata dal valore contabile, come illustrato nel paragrafo n. 43 "Strumenti Finanziari per categoria".

Concentrazione ed esposizione del rischio di credito della clientela

La seguente tabella fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e sulle perdite attese su crediti (ECL) per i crediti finanziari soggetti a *impairment* ad esclusione dei crediti commerciali, delle attività derivanti da contratti con i clienti e delle altre attività a costo ammortizzato (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti):

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	10,80%	96.793	10.449	86.344
Underperforming	Lifetime ECL	BB+ to C		-	-	-
				-	-	-
				-	-	-
Non-performing		D	-	-	-	-
Totale				96.793	10.449	86.344

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e sulle perdite attese su crediti (ECL) per i crediti commerciali, le attività derivanti da contratti con i clienti e le altre attività a costo ammortizzato (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti), sia verso controparti Terze che del Gruppo, valutati individualmente:

Migliaia di euro

al 31 dicembre 2025

	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	0,0%	-	-	-
Crediti Commerciali	19,3%	5.459.924	1.052.348	4.407.576
Crediti commerciali non scaduti	0,0%	4.398.620	1.099	4.397.521
Crediti commerciali scaduti:	99,1%	1.061.304	1.051.249	10.055
1 – 30 giorni	9,2%	5.947	549	5.398
31 – 60 giorni	17,9%	3.303	590	2.713
61 – 90 giorni	48,6%	2.091	1.016	1.075
91 – 120 giorni	273,3%	232	634	402
121 – 150 giorni	-36,7%	540	198	738
151 – 180 giorni	67,9%	1.023	695	328
più di 180 giorni (credit impaired)	99,8%	1.049.248	1.047.567	1.681
Altre Attività Finanziarie a costo ammortizzato	5,9%	477.518	28.310	449.208
Totale	18,2%	5.937.442	1.080.658	4.856.784

La tabella di seguito riportata fornisce informazioni sull'esposizione del rischio credito e sulle perdite attese su crediti (ECL) per i crediti commerciali e le altre attività a costo ammortizzato (incluse disponibilità liquide e mezzi equivalenti) valutati collettivamente:

Migliaia di euro

al 31 dicembre 2025

	Expected credit loss rate (PD*LGD)	Valore contabile lordo	Fondo perdite attese	Valore Netto
Attività derivanti da contratti con i clienti	0,0%	-	-	-
Crediti Commerciali	44,6%	59.576	26.574	33.002
Crediti commerciali non scaduti	0,3%	11.259	36	11.223
Crediti commerciali scaduti:	54,9%	48.317	26.538	21.779
1 – 30 giorni	5,2%	2.436	126	2.310
31 – 60 giorni	7,6%	2.710	207	2.503
61 – 90 giorni	8,3%	2.369	196	2.173
91 – 120 giorni	6,1%	1.156	71	1.085
121 – 150 giorni	9,6%	1.280	123	1.157
151 – 180 giorni	0,0%	1.336	-	1.336
più di 180 giorni (credit impaired)	65,0%	39.702	25.815	13.887
Altre Attività Finanziarie a costo ammortizzato	0,6%	5.490	35	5.455
Totale	40,9%	65.066	26.609	38.457

Al 31 dicembre 2025 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 106.322 migliaia (al 31 dicembre 2024 risultavano svalutati per euro 106.402 migliaia). Per maggiori dettagli si rimanda al commento riportato nella voce 26.2 "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.

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 2025 ha un fido di cassa con Enel Italia di 2.500 milioni di euro, un saldo del conto *intercompany* negativo di 55 milioni 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	-	250	254	46.532	208.855
- tasso variabile	22.727	290.702	302.500	967.676	1.704.407
- linee di credito <i>revolving</i> e <i>non-revolving</i> (quota utilizzata)	-	-	-	-	-
Totale	22.727	290.952	302.754	1.014.208	1.913.262
Finanziamenti non bancari:					
- derivanti da contratti di leasing - tasso fisso	17.915	47.013	58.002	80.379	17.749
- derivanti da contratti di leasing - tasso variabile	-	-	-	-	-
- altri finanziamenti - tasso fisso	66.667	66.666	133.333	400.000	3.766.667
- altri finanziamenti - tasso variabile	-	60.714	60.714	2.182.143	516.072
Totale	84.582	174.393	252.049	2.662.522	4.300.488
Derivati:					
Derivati di CFH	477	863	-	-	1.470
Derivati di FVTPL	-	7.326	-	-	-
Totale	477	8.189	-	-	1.470
Debiti commerciali	1.955.586	10	-	-	11
TOTALE	2.063.372	473.544	554.803	3.676.730	6.215.231

45. Derivati e Hedge Accounting

45.1 Derivati designati come strumenti di copertura

I contratti derivati sono inizialmente rilevati sia alla data di negoziazione del contratto che successivamente al loro *fair value*. Il metodo di rilevazione degli utili e delle perdite derivanti dalla valutazione di un derivato dipende 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, di cambio e di prezzo delle commodity (ivi inclusi i Virtual PPAs) quando sono rispettati tutti i requisiti previsti dall'IFRS 9.

Alla data di designazione della copertura (*inception*), la Società documenta la relazione di copertura, specificando gli strumenti di copertura, gli elementi coperti, la strategia e gli obiettivi di *risk management*. Inoltre, la Società valuta e documenta regolarmente l'efficacia della copertura, assicurandosi che, alla data di designazione e successivamente su base continuativa, gli strumenti di copertura risultino altamente efficaci nel compensare le variazioni di *fair value* e dei flussi di cassa degli elementi coperti.

Per le transazioni future altamente probabili designate come elementi coperti in una relazione di *cash flow hedge*, la Società verifica e documenta il fatto che tali operazioni siano altamente probabili e presentino un rischio di variazione dei flussi finanziari che impatta il Conto economico.

In base alla natura dei rischi da coprire, la Società designa i derivati come strumenti di copertura in una delle seguenti relazioni:

- > *fair value hedge*; o
- > *cash flow hedge*.

Per ulteriori dettagli sulla natura e l'entità dei rischi derivanti dagli strumenti finanziari a cui la Società è esposto, si rinvia alla nota 44 "Risk management".

Affinché una relazione di copertura sia considerata efficace, devono essere soddisfatti i seguenti requisiti:

- > esistenza di una relazione economica tra lo strumento di copertura e l'elemento coperto;
- > l'effetto del rischio di credito non deve prevalere sulle variazioni di valore risultanti dalla relazione economica;
- > l'*hedge ratio* definito al momento della designazione deve essere pari a quello utilizzato a fini della gestione del rischio (ossia riflettere la stessa quantità dell'elemento coperto che la Società effettivamente copre e la stessa quantità dello strumento di copertura effettivamente utilizzato per coprire l'elemento coperto).

In base ai requisiti dell'IFRS 9, la Società verifica l'esistenza di una relazione economica attraverso:

- > un'analisi qualitativa, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto è lo stesso;

un metodo quantitativo (i.e. regressione lineare) oltre all'analisi qualitativa sulla natura della relazione economica, se il rischio sottostante dello strumento di copertura e dell'elemento coperto non è lo stesso.

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, reciproche clausole di *break up*, *master netting agreements*, ecc.).

Al fine di ridurre al minimo l'inefficacia della copertura, la Società ha stabilito un *hedge ratio* di 1:1 per tutte le relazioni di copertura per cui il rischio sottostante il derivato coincide con quello dell'elemento coperto (inclusa la copertura del rischio di prezzo su commodity).

L'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi qualitativa o un calcolo quantitativo, a seconda delle circostanze, in particolare:

- > la relazione di copertura è considerata pienamente efficace mediante un'analisi qualitativa, se i *critical terms* dell'elemento coperto e dello strumento di copertura (es. importo nominale, scadenza e sottostante) corrispondono e non si rilevano ulteriori fonti di inefficacia, incluso il *credit risk adjustment* sul derivato di copertura;
- > l'inefficacia della copertura è valutata mediante un'analisi quantitativa, applicando il metodo del "dollar offset" cumulativo, usando il derivato ipotetico, se i *critical terms* dell'elemento coperto e dello strumento di copertura non corrispondono o si rileva almeno una fonte di inefficacia. Nello specifico, tale metodo confronta le variazioni di *fair value* dello strumento di copertura e di un derivato ipotetico, tra la data di riferimento del bilancio e la data di designazione della copertura.

Le principali cause di inefficacia includono:

- > il rischio di credito della controparte quando impatta diversamente sulle variazioni del *fair value* degli strumenti di copertura e dell'elemento coperto;
- > l'indice connesso al rischio coperto, se differente nell'elemento coperto rispetto allo strumento di copertura;
- > le differenze nella tempistica dei flussi di cassa degli elementi coperti e degli strumenti di copertura;
- > le differenze di quantità o di importo nozionale (e.g., modifiche all'importo previsto dei flussi di cassa degli elementi coperti e degli strumenti di copertura);

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).

Fair value hedge

Il *fair value hedge* è principalmente utilizzato dalla Società per la copertura delle variazioni del *fair value* delle passività finanziarie o degli impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico che impatta 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.

e-distribuzione S.p.A. non detiene al 31 dicembre 2025 derivati di *fair value hedge*.

Cash flow hedge

Il *cash flow hedge* è applicato con l'intento di coprire la Società dall'esposizione al rischio di variazioni dei flussi finanziari 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)". La quota di inefficacia è rilevata immediatamente a Conto economico.

Gli utili e le perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati a Conto economico nel periodo in cui l'elemento coperto impatta il Conto economico (e.g., quando si verifica la transazione attesa oggetto di copertura).

Se l'elemento coperto è un'attività o passività non finanziaria, l'ammontare cumulato nel patrimonio netto è incluso nel valore contabile dell'elemento stesso mediante un *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 nella riserva di *cash flow hedge* fino a tale momento rimangono sospesi a patrimonio netto e saranno rilevati a Conto economico quando la transazione futura avrà

impatto a Conto economico. Quando una transazione prevista non è più ritenuta probabile, gli utili o le perdite rilevati a patrimonio netto sono rilasciati immediatamente a Conto economico.

Per le relazioni di copertura che utilizzano i *forward* come strumenti di copertura, in cui solo la variazione di valore dell'elemento *spot* può essere designata come strumento di copertura, la contabilizzazione dei punti *forward* (a Conto economico piuttosto che OCI) viene definita caso per caso. In particolare, la Società designa solo la variazione di valore dell'elemento *spot* come strumento di copertura, rilevando i punti *forward* a OCI, come costi di *hedging*, per la copertura del rischio di cambio sugli investimenti delle società operanti nel business delle energie rinnovabili.

Diversamente, nelle relazioni di copertura che utilizzano il *cross currency interest rate swap* come strumento di copertura, la Società separa i *basis spread* della valuta estera, rilevandoli nel Conto economico complessivo (OCI) come costi di *hedging*.

Con specifico riferimento alle coperture di *cash flow hedge* del rischio di prezzo delle commodity, allo scopo di migliorare la coerenza delle stesse rispetto alla strategia di *risk management*, la Società applica un approccio dinamico di *hedge accounting* basato su specifici requisiti di liquidità (cd. *Liquidity Based Approach*).

Tale approccio prevede la designazione dei derivati più liquidi disponibili sul mercato e la sostituzione degli stessi con altri più efficaci nella copertura del rischio in oggetto.

Coerentemente con la strategia di *risk management*, il *Liquidity Based Approach* consente il *roll-over* di un derivato attraverso la sostituzione dello stesso con un nuovo derivato, non solo in caso di scadenza, ma anche nel corso della relazione di copertura, se e solo se sono rispettati entrambi i seguenti requisiti:

- > il derivato rappresenta una *better proxy* rispetto al vecchio derivato, in termini di *ranking*; e
- > soddisfa specifici requisiti di liquidità.

Tale verifica è effettuata trimestralmente.

Alla data del *roll-over*, la relazione di copertura non viene discontinuata. Pertanto, a partire da tale data, le variazioni di *fair value* efficaci del nuovo derivato continuano ad essere contabilizzate a OCI, (i.e. riserva di *cash flow hedge*), mentre le variazioni di *fair value* del vecchio derivato sono rilevate a Conto economico.

e-distribuzione S.p.A. detiene al 31 dicembre 2025 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 2025 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 2025, 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 46 "Fair value measurement".

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
DERIVATI ATTIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.075.411	879.721	40.932	40.090	-	-	-	-
Totale	1.075.411	879.721	40.932	40.090	-	-	-	-
TOTALE DERIVATI ATTIVI	1.075.411	879.721	40.932	40.090	-	-	-	-

Migliaia di euro	Non correnti				Correnti			
	Valore nozionale		Fair value		Valore nozionale		Fair value	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
DERIVATI PASSIVI								
Derivati designati come strumenti di copertura:								
Cash flow hedge								
sul rischio di tasso d'interesse	1.015.909	1.418.636	1.471	35.718	40.000	-	404	-
sul rischio di tasso di cambio	-	-	-	-	15.562	-	935	-
Totale	1.015.909	1.418.636	1.471	35.718	55.562	-	1.339	-
TOTALE DERIVATI PASSIVI	1.015.909	1.418.636	1.471	35.718	55.562	-	1.339	-

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").

Relazioni di copertura

Alla data di riferimento del bilancio gli elementi coperti e gli strumenti di copertura sono esclusivamente indicizzati all'Euribor. Come precedentemente detto, ad oggi, i contratti indicizzati all'Euribor non rientrano tra quelli impattati dalla riforma.

45.1.2 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 2025 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro	Scadenza						Totale
	2026	2027	2028	2029	2030	Oltre	
al 31.12.2025							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	40.000	-	-	-	-	2.091.320	2.131.320
- Average IRS rate	4	-	-	-	-	2,15	
	2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	Totale
al 31.12.2024							
Interest rate swap (IRS)							
- Notional value	-	80.000	-	-	-	2.218.357	2.298.357
- Average IRS rate	-	4	-	-	-	2,12	-

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 2025 e al 31 dicembre 2024 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 31.12.2025			al 31.12.2024		
Interest rate swap	Finanziamenti bancari a tasso variabile	40.932	(1.875)	2.131.320	40.090	(35.718)	2.298.357
Totale		40.932	(1.875)	2.131.320	40.090	(35.718)	2.298.357

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 2025 e al 31 dicembre 2024, suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro	Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Derivati								
Cash flow hedge								
Interest rate swap	1.075.411	879.721	40.932	40.090	1.055.909	1.418.636	(1.875)	(35.718)
Interest rate option	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale derivati su tasso d'interesse	1.075.411	879.721	40.932	40.090	1.055.909	1.418.636	(1.875)	(35.718)

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di *cash flow hedge* sul rischio di tasso d'interesse:

Migliaia di euro	Fair value	Distribuzione dei flussi di cassa attesi						
		al 31.12.2025	al 31.12.2026	al 31.12.2027	al 31.12.2028	al 31.12.2029	al 31.12.2030	Oltre
CFH su tasso d'interesse								
Fair value positivo	40.932	5.573	5.907	7.152	7.073	6.340	12.882	
Fair value negativo	(1.875)	(6.837)	(4.826)	(2.033)	(258)	857	11.769	

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 31.12.2025				
Interest rate swap (IRS)	2.131.320	39.058		39.058
al 31.12.2024				
Interest rate swap (IRS)	2.298.357	4.372		4.372

L'impatto sullo stato patrimoniale delle poste coperte esposte al rischio di tasso di interesse è il seguente:

Migliaia di euro	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Fair value utilizzato per misurare l'inefficacia	Riserva di cash flow hedge	Costo della riserva di copertura	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value utilizzato per misurare l'inefficacia	Riserva di cash flow hedge	Costo della riserva di copertura	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Finanziamenti bancari a tasso variabile	(39.058)	39.058	-	-	(4.372)	4.375	-	(3)
Totale	(39.058)	39.058	-	-	(4.372)	4.375	-	(3)

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						
	2025			2024		
	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	40.233	(5.549)	(2)	(10.315)	(30.665)	(34)
Derivati di copertura	40.233	(5.549)	(2)	(10.315)	(30.665)	(34)

Rischio di cambio

La tabella di seguito esposta mostra il valore nozionale e il tasso medio di copertura sul rischio di cambio dei derivati in essere al 31 dicembre 2025 suddivisi per scadenza:

Migliaia di euro		Scadenza						
		2025	2026	2027	2028	2029	Oltre	Totale
al 31.12.2025								
Currency forward								
- Notional value		15.562	-	-	-	-	-	15.562
- Average currency forward rate		1,11	-	-	-	-	-	-

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 2025, 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	Attività	Passività	Attività	Passività
		al 31.12.2025				al 31.12.2024			
Currency forward	Acquisti futuri di beni di investimento denominati in valuta estera	-	935	15.562	-	-	-	-	-
Totale		-	935	15.562	-	-	-	-	-

Infine, di seguito sono riportati il valore nozionale e il fair value dei derivati di copertura del rischio cambio al 31 dicembre 2025 e al 31 dicembre 2024 suddivisi per tipologia di relazione di copertura:

Migliaia di euro		Valore nozionale		Fair value attività		Valore nozionale		Fair value passività	
Derivati		al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024
Cash flow hedge									
Currency forward		-	-	-	-	15.562	-	935	-
Totale derivati su tasso di cambio		-	-	-	-	15.562	-	935	-

Derivati di cash flow hedge

Nella tabella seguente sono indicati i flussi di cassa attesi negli esercizi futuri (contrattuali non attualizzati) relativi ai derivati di cash flow hedge sul rischio cambio:

Migliaia di euro	Fair value		Distribuzione dei flussi di cassa attesi				
	al 31.12.2025	al 31.12.2026	al 31.12.2027	al 31.12.2028	al 31.12.2029	al 31.12.2030	Oltre
CFH su tasso di cambio							
Fair value negativo	935	940	-	-	-	-	-

Nella tabella seguente è riportato l'impatto sullo stato patrimoniale delle coperture dei flussi di cassa del rischio di cambio al 31 dicembre 2025.

Migliaia di euro	Valore nominale	Valore contabile	Voce di bilancio	Fair value usato per misurare l'inefficacia per il periodo
al 31.12.2025				
Currency forwards	15.562	(935)	-	(935)
al 31.12.2024				
Cross forwards	26.578	(259)	-	(259)

Migliaia di euro	al 31.12.2025				al 31.12.2024			
	Fair value usato per misurare l'inefficacia	Riserva di Cash flow hedge	Costo della riserva di copertura	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH	Fair value usato per misurare l'inefficacia	Riserva di Cash flow hedge	Costo della riserva di copertura	Quota inefficace del valore contabile dei derivati di CFH
Acquisti di beni di investimento in valuta	935	(935)	-	-	-	-	-	-
Total	935	(935)	-	-	-	-	-	-

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	2025				2024		
	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	(3.324)	-	-	820	-	57	
Derivati di copertura	(3.324)	-	-	820	-	57	

45.2 Derivati al fair value through profit or loss

Al 31 dicembre 2025 la Società presenta un derivato attivo corrente, designato a *fair value through profit or loss*, riferito al meccanismo di opzioni put e call a prezzo predefinito, esercitabili a partire dalla fine del primo trimestre 2026, relativo alla partecipazione di minoranza del 10% di e-distribuzione S.p.A. in Duereti S.r.l.

Nella tabella di seguito, si riporta il valore nozionale e il fair value dei derivati al FVTPL in essere al 31 dicembre 2025:

Migliaia di euro	Non correnti					Correnti				
	Valore nozionale		Fair value		Variazione	Valore nozionale		Fair value		Variazione
	al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024		al 31.12.2025	al 31.12.2024	al 31.12.2025	al 31.12.2024	
Derivati FVTPL										
Derivati attivi										
Altro	-	136.560	-	2.312	(2.312)	136.512	-	7.326	-	7.326
Totale derivati attivi	-	136.560	-	2.312	-	-	-	-	-	-

Attività e passività misurate al fair value

46. Attività e passività misurate al fair value

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).

46.1 Attività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti i livelli della gerarchia delle attività al 31 dicembre 2025 valutate al *fair value*:

Migliaia di euro	Note	ATTIVITA' NON CORRENTI			ATTIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Attività finanziarie al FVOCI									
Partecipazioni in altre imprese FVOCI	23	136.512	-	-	136.512	-	-	-	-
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse	45	40.932	-	40.932	-	-	-	-	-
Derivati al fair value through profit or loss:									
altro	45	-	-	-	-	7.326	-	-	7.326
Totale		177.444	-	40.932	136.512	7.326	-	-	7.326

Il *fair value* delle "Partecipazioni in altre imprese FVOCI" è stato determinato in base all'applicazione della formula del prezzo di compravendita finale prevista contrattualmente per la cessione del 90% della partecipazione in Duereti mentre il *fair value* del derivato attivo al FVTPL "Altro" è stato definito come differenziale tra il valore risultante dall'applicazione della formula prezzo prevista nello SPA per l'esercizio delle opzioni put/call, attualizzato alla data del 31 dicembre 2025, e il valore della partecipazione in Duereti iscritta in bilancio.

Essi rientrano integralmente nella casistica di Livello 3.

Per quanto concerne i contratti "Derivati di cash flow hedge", il loro *fair value* è stato determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario, utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, volatilità) e attualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse.

I derivati di cash flow hedge su tassi di interesse rientrano pertanto nella casistica di Livello 2.

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

46.2 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 2025 rappresenti un'approssimazione ragionevole del *fair value*.

46.3 Passività misurate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività valutata al *fair value* nello Stato patrimoniale, su base ricorrente e non ricorrente, la valutazione al *fair value* alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del *fair value* in cui è stata classificata la specifica passività:

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA' NON CORRENTI			PASSIVITA' CORRENTI				
		Fair value al 31.12.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Fair value al 31.12.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Valutazioni ricorrenti al fair value									
Derivati di cash flow hedge:									
sul rischio di tasso d'interesse	45	1.471		1.471	-	404	-	404	-
sul rischio di tasso di cambio		-	-	-	-	935		935	-
Totale		1.471	-	1.471	-	1.339	-	1.339	-

Per quanto concerne i contratti "Derivati di cash flow hedge", il loro *fair value* è stato determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario, utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio contabile (quali tassi di interesse, tasso di cambio, volatilità) e atualizzando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse e convertendo in euro gli importi espressi in divise diverse dall'euro utilizzando i tassi di cambio forniti da World Markets Refinitiv (WMR) Company.

I derivati di *cash flow hedge* su tassi di interesse e di cambio rientrano pertanto nella casistica di Livello 2.

Non si sono verificati trasferimenti tra livelli della scala gerarchica nel corso del periodo.

46.4 Passività non valutate al fair value nello Stato patrimoniale

Nella tabella che segue sono esposti, per ogni classe di passività non valutata al *fair value* nello Stato patrimoniale, ma per la quale il *fair value* deve essere indicato, il *fair value* alla fine del periodo e il livello nella gerarchia del *fair value* in cui è stata classificata tale valutazione.

Migliaia di euro	Note	PASSIVITA'			
		Fair value al 31.12.2025	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Finanziamenti:					
Finanziamenti bancari:					
- tasso fisso	43	241.706		241.706	
- tasso variabile	43	3.301.356		3.301.356	
Totale		3.543.062	-	3.543.062	-
Finanziamenti verso altri:					
- tasso fisso	43	4.445.278	-	4.445.278	-
- tasso variabile	43	3.008.532	-	3.008.532	-
Totale		7.453.810	-	7.453.810	-
Totale Finanziamenti		10.996.872	-	10.996.872	-

Per gli strumenti di debito quotati il *fair value* è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali, mentre per quelli non quotati è determinato mediante modelli di valutazione appropriati per ciascuna categoria di strumento finanziario e utilizzando i dati di mercato relativi alla data di chiusura dell'esercizio.

Altre informazioni

47. 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 2025:

Migliaia di euro	Ricavi				Costi ¹		
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore crediti	Oneri finanziari
Capogruppo Enel SpA	-	-	-	-	24.690	-	9.794
Controllante Enel Italia SpA	-	3.086	14.560	1.158	161.707	29.525	309.212
Controllate:							
Dirigenti con responsabilità strategica							
Società del Gruppo	-	2.447.495	-	40.202	168.632	885	6
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	426.600	-	40.202	406	-	-
Enel Energia SpA	-	2.131.874	-	-	2.159	-	-
Enel Grids Srl	-	76	-	-	164.546	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	1.292	-	-
Enel X Way Italia	-	3.562	-	-	51	-	-
Enel X Italia Srl	-	167	-	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	4	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	2.836	-	-	111	885	6
Enel Green Power Italia	-	189	-	-	-	-	-
Enel Green Power SpA	-	276	-	-	66	-	-
Altre Società del Gruppo	-	(118.089)	-	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	156.403	28	74.439	2.573.029	-	14.593
CdP	-	-	-	-	-	-	14.567
GSE	-	242	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	152.668	-	-
Poste Italiane	-	147	-	-	6.649	-	-
ENI	-	25.549	-	-	12.166	-	-
Terna	-	24.646	-	-	2.335.692	-	-
Gridspertise Srl	-	19	-	74.439	4.623	-	-
Fopen	-	-	-	-	16.779	-	-
INVITALIA SPA	-	1.148	-	-	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	813	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	95.116	-	-	2.074	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	191	-	-	70	-	-
Altre Gruppo CdP	-	2.852	-	-	19.407	-	-
Anas	-	3.629	-	-	2.659	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	13	-	-	4	-	-
Gruppo MPS	-	-	28	-	19	-	26
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	2.852	-	-	19.407	-	-
Totale	-	2.606.984	14.588	115.799	2.928.059	30.410	333.605

¹ La tabella riporta i costi complessivamente registrati nell'esercizio verso parti correlate, comprensivi anche di quelli capitalizzati

La seguente tabella sintetizza le operazioni economiche con parti correlate realizzate durante l'esercizio 2024:

Migliaia di euro	Ricavi					Costi ¹	
	Vendite di beni	Prestazioni di servizi	Proventi finanziari	Acquisti di beni	Ottenimento di servizi e altri costi	Ammortamenti, Impairment e ripristini di valore crediti	Oneri finanziari
Capogruppo Enel SpA	-	-	-	-	16.718	-	8.298
Controllante Enel Italia SpA	-	1.231	31.025	1.889	148.576	32.405	439.736
Controllate:							
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	(1)	2.831.177	-	42.605	169.992	885	13
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	633.436	-	42.605	2.038	-	-
Enel Energia SpA	-	2.191.254	-	-	3.897	-	-
Enel Grids Srl	-	(94)	-	-	161.623	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	-	936	-	-
Enel X Way Italia	-	2.316	-	-	283	-	-
Enel X Italia Srl	-	54	-	-	4	-	-
Enel Sole Srl	-	2	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	-	3.622	-	-	314	885	13
Enel Green Power Italia	-	351	-	-	231	-	0
Enel Green Power SpA	-	390	-	-	666	-	-
Altre Società del Gruppo	(1)	(154)	-	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	155.390	5	140.522	2.347.645	-	13.307
CdP	-	-	-	-	-	-	12.787
GSE	-	333	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	144.140	-	-
Poste Italiane	-	213	-	-	207	-	-
ENI	-	28.247	-	-	9.750	-	-
Gruppo Terna	-	30.734	-	-	2.161.992	-	489
Gridspertise Srl	-	(19)	-	140.522	4.919	-	-
Fopen	-	-	-	-	24.205	-	-
INVITALIA SPA	-	31	-	-	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	818	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	87.132	-	-	1.140	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	208	-	-	5	-	-
Altre Gruppo CdP	-	1.772	-	-	480	-	-
Anas	-	6.284	-	-	(100)	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	7	5	-	10	-	31
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	448	-	-	78	-	-
Totale	(1)	2.987.799	31.031	185.016	2.682.931	33.290	461.353

¹ La tabella riporta i costi complessivamente registrati nell'esercizio verso parti correlate, comprensivi anche di quelli capitalizzati

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2025 (si precisa che i crediti verso altre parti correlate sono esposti al lordo di eventuali impairment):

	Stato Patrimoniale															Altre informazioni				
	Attività materiali e acconti ²	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 ³	Altre passività finanziarie non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti ³	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Capogruppo Enel SpA	-	-	5.737	-	-	32.470	3.248	-	-	32.631	-	-	19.324	170.104	-	-	(1)	-	-	-
Controllante Enel Italia SpA	105.264	40.932	-	145	881	177	-	8.646.381	1.471	-	38	-	62.563	-	5.912.936	-	2	-	-	-
Controllate:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dirigenti con responsabilità strategica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Società del Gruppo	369	-	-	705.405	-	-	-	-	-	-	842.448	129	133.836	-	377	248.858	3.119	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	68.353	-	-	-	-	-	-	432.799	129	39.490	-	-	108.555	550	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	634.826	-	-	-	-	-	-	402.951	-	183	-	-	131.159	2.561	-	-	-
Enel Grids Srl	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93.009	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	217	-	-	-	-	-	-	-	-	(77)	-	-	-	-	-	-	-
Enel X Way Italia	-	-	-	1.546	-	-	-	-	-	-	3.632	-	64	-	-	7.186	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	-	-	(721)	-	-	-	-	-	-	(4)	-	378	-	-	20	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	688	-	-	-	-	-	-	-	-	74	-	-	-	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	369	-	-	204	-	-	-	-	-	-	1.277	-	176	-	377	667	8	-	-	-
Enel Green Power SpA	-	-	-	233	-	-	-	-	-	-	1.047	-	395	-	-	271	-	-	-	-
Enel Green Power Italia	-	-	-	(411)	-	-	-	-	-	-	726	-	(1)	-	-	984	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	469	-	-	-	-	-	-	21	-	145	-	-	17	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	3	23.025	34.096	6.914	6.517	-	468.314	-	-	18.621	-	575.736	-	369	58.485	15.597	19.644	158.408	26.145
CdP	-	-	219	-	-	-	-	468.000	-	-	294	-	-	-	369	5.045	-	-	-	-
GSE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.051	-	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	4.404	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	418	6.644	76	-	-	-	-	80	-	4.126	-	-	63	-	2	22.233	3.370
ENI	-	3	-	1.874	-	25	-	-	-	-	7.210	-	5.649	-	-	6.756	-	-	136.175	18.190
Terna	-	-	22.539	17.014	-	-	-	-	-	-	2.506	-	470.067	-	-	20.286	-	-	-	4.585
Gridspertise Srl	-	-	-	59	-	11	-	-	-	-	-	-	81.338	-	-	-	-	-	-	-
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.597	-	-	-
INVITALIA SPA	-	-	-	851	-	-	-	314	-	-	1.055	-	-	-	-	716	-	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	267	9.356	-	1.998	-	-	-	-	7.441	-	2.991	-	-	25.116	-	-	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	354	-	-	-	-	-	-	-	-	47	-	-	31	-	-	-	-
Altre Gruppo CdP	-	-	-	(41)	-	4	-	-	-	-	-	-	9.081	-	-	-	-	-	-	-
Anas	-	-	-	4.340	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.643	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	2	270	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	341	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	-	-	(131)	-	-	-	-	-	-	34	-	44	-	-	471	-	-	-	-
Totale	105.632	40.935	28.762	739.645	7.795	39.164	3.248	9.114.696	1.471	32.631	861.107	129	791.459	170.104	5.913.682	307.343	18.717	19.644	158.408	26.145

² La voce espone il valore del ROU dei soli leasing verso Controllante ed Enel Produzione SpA

³ La voce accoglie anche il valore delle passività finanziarie per i soli leasing verso Controllante ed Enel Produzione SpA

La seguente tabella sintetizza i rapporti patrimoniali con parti correlate al 31 dicembre 2024 (si precisa che i crediti verso altre parti correlate sono esposti al lordo di eventuali impairment):

Migliaia di euro																				
Stato Patrimoniale																		Altre informazioni		
	Attività materiali in leasing ²	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 ³	Altre passività finanziarie non correnti	TFR e altri benefici al personale	Passività contrattuali non correnti	Altre passività non correnti	Debiti commerciali e altri debiti	Altri debiti tributari	Passività finanziarie correnti ³	Passività contrattuali correnti	Altre passività correnti	Garanzie prestate	Garanzie ricevute	Impegni
Capogruppo Enel SpA	-	-	5.724	-	-	-	3.248	-	-	34.902	-	-	16.340	150.217	-	-	5.120	-	-	-
Controllante Enel Italia SpA	115.811	40.090	-	1.194	908.176	191	-	9.347.921	35.718	-	-	-	63.344	-	5.667.292	45	37	-	-	-
Controllate:																				
Dirigenti con responsabilità strategica																				
Società del Gruppo	1.254	-	-	860.905	-	119	-	376	-	1	219.720	145	119.707	-	900	988.265	3.108	-	-	-
Servizio Elettrico Nazionale SpA	-	-	-	79.911	-	-	-	-	-	-	108.432	145	35.845	-	-	539.105	510	-	-	-
Enel Energia SpA	-	-	-	775.542	-	-	-	-	-	-	106.118	-	573	-	-	444.126	2.587	-	-	-
Enel Grids Srl	-	-	-	29	-	-	-	-	-	-	-	-	76.578	-	-	-	4	-	-	-
Enel Global Services Srl	-	-	-	217	-	-	-	-	-	-	-	-	4.869	-	-	-	-	-	-	-
Enel X Way Italia	-	-	-	3.871	-	-	-	-	-	-	3.298	-	298	-	-	1.082	-	-	-	-
Enel X Italia Srl	-	-	-	(598)	-	-	-	-	-	1	(7)	-	64	-	-	(4)	-	-	-	-
Enel Sole Srl	-	-	-	687	-	-	-	-	-	-	1	-	74	-	-	1	-	-	-	-
Enel Produzione SpA	1.254	-	-	611	-	80	-	376	-	-	638	-	694	-	900	1.548	8	-	-	-
Enel Green Power SpA	-	-	-	240	-	30	-	-	-	-	289	-	546	-	-	1.299	-	-	-	-
Enel Green Power Italia	-	-	-	(309)	-	-	-	-	-	-	935	-	4	-	-	1.070	-	-	-	-
Altre Società del Gruppo	-	-	-	703	-	9	-	-	-	-	17	-	163	-	-	38	-	-	-	-
Altre parti correlate:	-	(3)	25	31.423	5.820	4.082	-	-	-	-	17.035	-	485.635	-	-	33.828	20.587	12.347	135.657	24.735
CdP	-	-	215	-	-	-	-	268.000	-	-	457	-	-	-	89.377	3.008	-	-	-	-
GSE	-	-	-	13	-	-	-	-	-	-	-	-	2.051	-	-	-	-	-	-	-
GME	-	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Poste Italiane	-	-	-	5	5.569	23	-	-	-	-	132	-	(11)	-	-	94	-	2	1.014	-
ENI	-	(3)	-	2.438	-	25	-	-	-	-	8.177	-	2.930	-	-	3.454	-	-	134.644	19.937
Gruppo Terna	-	-	-	13.432	-	1.921	-	-	-	-	2.325	-	449.183	-	-	18.216	-	-	-	2.532
Gridspertise Srl	-	-	-	36	-	-	-	-	-	-	-	-	26.398	-	-	-	1.280	-	-	-
Fopen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19.307	-	-	-
INVITALIA SPA	-	-	-	15	-	-	-	-	-	-	1.570	-	-	-	-	457	-	-	-	-
Fondenel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo Ferrovie dello Stato	-	-	25	10.836	-	2.105	-	-	-	-	4.791	-	3.238	-	-	11.104	-	-	-	-
Gruppo Leonardo ex Finmeccanica	-	-	-	349	-	-	-	-	-	-	-	-	13	-	-	32	-	-	-	-
Altre Gruppo CdP	-	-	-	(19)	-	4	-	-	-	-	-	-	1.305	-	-	-	-	-	-	2.240
Anas	-	-	-	4.311	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.345	-	-
Europa Gestioni Immobiliari	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gruppo MPS	-	-	-	2	251	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesi SpA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	482	-	-	-	-	-	-	-
Altre	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	41	-	45	-	-	471	-	-	-	26
Totale	117.065	40.087	5.750	893.522	913.996	4.391	3.248	9.348.297	35.718	34.903	236.756	145	685.026	150.217	5.668.192	1.022.138	28.852	12.347	135.657	24.735

² La voce espone il valore del ROU dei soli leasing verso Controllante ed Enel Produzione SpA

³ La voce accoglie anche il valore delle passività finanziarie per i soli leasing verso Controllante ed Enel Produzione SpA

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.

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 2025 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. 43 "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 Nota Esplicativa n. 44 "Risk Management".

Enel Italia, inoltre, fornisce alla Società servizi operativi (es. locazioni, utenze, servizi di edificio, vigilanza, gestione immobili e spazi, gestione assicurazioni, gestione autoparco, service acquisti, ecc.) e servizi di staff (Legale e Segreteria Societaria, Affari Istituzionali, Amministrazione, Fiscale, Finanza e Controllo, Audit, Regolamentazione e Antitrust e Sostenibilità, Risorse Umane e People Care-Formazione, Comunicazione).

Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni materiali e immateriali laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione. Nel corso dell'esercizio 2025, sono stati capitalizzati costi verso Enel Italia tra le immobilizzazioni materiali per euro 41.824 migliaia (euro 51.399 migliaia nell'anno 2024) e tra le immobilizzazioni immateriali per euro 197 migliaia (euro 465 migliaia nell'anno 2024).

La Società, in veste di locatario, ha inoltre stipulato contratti di leasing operativo con Enel Italia S.p.A. aventi ad oggetto essenzialmente fabbricati, il cui diritto d'uso (ROU) è esposto tra le "Attività materiali in leasing" mentre la relativa passività è riportata tra i "Finanziamenti e apporti di capitale" (relativamente alla quota in scadenza oltre i 12 mesi) e tra le "Passività finanziarie correnti" (relativamente alla quota in scadenza entro i 12 mesi).

La società Enel Grids S.r.l. effettua la fornitura di servizi tecnici quali supporto allo sviluppo delle reti, sviluppo di processi commerciali, supporto allo sviluppo di iniziative di esercizio e manutenzione nonché servizi di Global procurement accentrati, necessari a fornire supporto alla Line di e-distribuzione nella gestione dei processi di approvvigionamento, attraverso servizi di Procurement strategy and planning a livello Global.

Inoltre, effettua la fornitura di servizi informatici essenzialmente rivolti a gestire le infrastrutture di base e gli applicativi, l'archiviazione e i servizi di rete necessari per fornire l'automazione tecnologica, la sicurezza informatica, i servizi per la connettività e le telecomunicazioni (intese come predisposizione e adeguamento delle sedi di lavoro alla rete aziendale), ecc. Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione.

Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni immateriali e/o materiali laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione. Nel corso dell'esercizio 2025, sono stati capitalizzati costi verso Enel Grids tra le immobilizzazioni immateriali per euro 60.571 migliaia (euro 69.299 migliaia nell'anno 2024) e costi verso Enel Grids tra le immobilizzazioni materiali per euro 3.125 migliaia (euro 3.698 migliaia nell'anno 2024).

La società Enel Global Services S.r.l. fornisce apparati hardware e pacchetti software oltre che i relativi servizi accessori correlati. Tali prestazioni vengono rilevate tra i costi per servizi o tra le immobilizzazioni materiali laddove ne ricorrano i presupposti per la capitalizzazione. Nel corso dell'esercizio 2025 sono stati capitalizzati tra le immobilizzazioni materiali costi verso Enel Global Services per euro 13.461 migliaia (euro 11.900 migliaia nell'anno 2024).

La società Gridspertise fornisce ad e-distribuzione apparati di campo (contatori e concentratori), altri componenti di rete (sonde), i dispositivi Quantum Edge (QEd), nonché servizi continuativi e servizi su richiesta e una licenza di diritti di proprietà intellettuale e industriale connessi alla fornitura degli anzidetti servizi. Tali servizi tecnici sono indispensabili per completare i piani di sviluppo per l'automazione della propria rete, nonché per mantenere detta rete in perfetta efficienza e garantire, al contempo, l'aggiornamento di tutti gli apparati di campo già presenti. 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.

La Società, in veste di locatario, ha inoltre stipulato contratti di leasing operativo con Enel Produzione S.p.A. aventi ad oggetto siti logistici per lo stoccaggio dei materiali, il cui diritto d'uso (ROU) è esposto tra le "Attività materiali in leasing" mentre la relativa passività è riportata tra i "Finanziamenti e apporti di capitale" (relativamente alla quota in scadenza oltre i 12 mesi) e tra le "Passività finanziarie correnti" (relativamente alla quota in scadenza entro i 12 mesi).

Si evidenzia, infine, che nella voce "Gruppo CdP" sono state incluse tutte le società che al 31 dicembre 2025 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.

I costi per servizi verso il Gruppo Terna accolgono essenzialmente il costo per il servizio di trasmissione (cd. corrispettivo CTR) dovuto dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale.

I costi verso "GME" si riferiscono all'acquisto di titoli di efficienza energetica (TEE) sul mercato apposito istituito e regolato dal Gestore dei Mercati Energetici.

Per ulteriori informazioni si rinvia alle Note Esplicative delle specifiche voci di Stato Patrimoniale e Conto Economico.

48. Impegni contrattuali e garanzie

Il dettaglio degli Impegni contrattuali e garanzie è di seguito esposto:

Migliaia di euro	al 31.12.2025	al 31.12.2024	2025-2024
Garanzie prestate:			
- fidejussioni e garanzie rilasciate a favore di terzi	1.066.359	1.150.669	(84.310)
Impegni assunti verso fornitori per:			
- appalti	3.630.276	3.407.713	222.563
- ordini	1.933.462	2.444.980	(511.518)
- altri acquisti	566.100	563.805	2.295
Totale	6.129.838	6.416.498	(286.660)
TOTALE	7.196.197	7.567.167	(370.970)

Le fidejussioni e le garanzie prestate a terzi si riferiscono, per euro 1.066.359 migliaia, alle fidejussioni rilasciate da Istituti di credito, dalla Capogruppo e/o dalla Controllante, per conto della Società, o dalla Società stessa, e a favore di terzi, essenzialmente per la partecipazione a gare e/o appalti, per l'ottenimento di anticipi su contributi relativi a progetti finanziati da enti pubblici e per lo svolgimento di lavori connessi alla costruzione di linee elettriche o cabine (euro 1.150.669 migliaia al 31 dicembre 2024).

Gli impegni assunti verso fornitori si riferiscono ad impegni in essere per l'acquisto di materiali e la fornitura di prestazioni. La riduzione complessiva degli impegni assunti verso fornitori, pari al 31 dicembre 2025, ad euro 286.660 migliaia, è sostanzialmente dovuta al decremento degli impegni per altri acquisti e, in particolare, a quelli riferiti ai materiali. La variazione di questi ultimi è essenzialmente collegata alla scadenza, nell'esercizio 2025, di alcuni contratti di fornitura di cavi, scomparti e quadri, non ancora rinnovati al 31 dicembre 2025 per ritardi riscontrati nell'emissione di quelli nuovi, oltre che all'esaurimento anticipato di alcuni contratti di acquisto trasformatori MT/BT non ancora rinegoziati a fine esercizio 2025. Tale impatto è stato in parte compensato dall'incremento degli impegni per lavori in seguito all'emissione di sei contratti multiservizi in rinnovo dei precedenti, esauriti economicamente, e di circa quarantanove contratti infrastrutturali MT/BT a supporto degli investimenti della rete per il periodo 2025-2028.

49. Attività e Passività potenziali

Contenzioso stragiudiziale e giudiziale connesso al black-out del 28 settembre 2003

A seguito del noto blackout del 28 settembre 2003, sono state presentate, nei confronti di Enel Distribuzione (ora e-distribuzione), numerose richieste stragiudiziali e giudiziali di indennizzi automatici e di risarcimento di danni. Tali richieste hanno dato luogo a un significativo contenzioso. La maggior parte dei giudizi si è conclusa in primo grado con sentenze a favore dei ricorrenti, mentre i giudizi di appello si sono quasi tutti conclusi a favore di e-distribuzione. Anche la Corte di Cassazione si è sempre pronunciata a favore di e-distribuzione. In conseguenza delle sentenze favorevoli, a partire dal 2012 sono state avviate diverse azioni di recupero, che proseguono tuttora, finalizzate alla restituzione di quanto corrisposto da e-distribuzione in esecuzione delle pronunce sfavorevoli di primo grado.

Nel maggio 2008 e-distribuzione ed Enel S.p.A. hanno convenuto in giudizio la Compagnia assicuratrice (Cattolica) al fine di accertare il diritto a ottenere il rimborso assicurativo di quanto pagato in esecuzione delle sentenze sfavorevoli. Nel giudizio sono stati coinvolti i retrocessionari che avevano contestato la pretesa di e-distribuzione. Il Tribunale di Roma e la Corte di Appello di Roma hanno accolto i ricorsi di e-distribuzione ed Enel S.p.A. Il giudizio è poi proseguito avanti la Corte di Cassazione che, con sentenza n. 12969 del 26 aprile 2022, ha accolto il ricorso incidentale di Cattolica, ha dichiarato assorbiti il ricorso principale e gli altri ricorsi incidentali e ha cassato la sentenza impugnata rinviando la causa ad altra sezione della Corte di Appello di Roma. In particolare, con il citato provvedimento, la Suprema Corte ha affermato che non è più accettabile nel nostro ordinamento il principio della cosiddetta efficacia riflessa del giudicato in tema di responsabilità civile per danni nei confronti dell'assicuratore. E-distribuzione ed Enel S.p.A. hanno riassunto il giudizio innanzi alla Corte di Appello. A scioglimento della riserva assunta all'udienza del 30 maggio 2023, la Corte ha rigettato la richiesta di riunione dei giudizi relativi all'an e al quantum nonché le istanze istruttorie delle parti, fissando l'udienza di precisazione delle conclusioni al 27 maggio 2025.

La causa è stata rinviata d'ufficio, per eccessivo carico del ruolo, al 3 marzo 2026.

Contestualmente, e-distribuzione ed Enel S.p.A. hanno avviato il giudizio di revocazione della sentenza di Cassazione per errore di fatto ex art. 395, n. 4, c.p.c. Con provvedimento del 28 agosto 2023 la Corte di Cassazione ha respinto il ricorso per revocazione proposto.

Pende invece avanti alla Corte di Appello di Roma il giudizio avviato da e-distribuzione nei confronti di Cattolica, per la quantificazione degli importi dovuti in base alla inizialmente favore sentenza del Tribunale di Roma sopra citata. 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 7 febbraio 2023, il collegio ha sciolto la riserva rigettando tali richieste e rinviando la causa all'11 novembre 2025 per la precisazione delle conclusioni.

Da ultimo, la causa è stata rinviata per il medesimo incumbente al 10 marzo 2026 per eccessivo carico del ruolo del Magistrato.

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.

Nei confronti di alcuni indagati, nonché nei confronti della ditta appaltatrice presso la quale l'infortunato era distaccato, è stato notificato provvedimento di archiviazione. Verso i restanti indagati e verso la Società è stato notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415 bis c.p.p. e, successivamente, in data 17 aprile 2023 è stato notificato

l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare dinanzi al Giudice per l'Udienza Preliminare del Tribunale di Taranto per la data del 23 maggio 2023.

A seguito di rinvii, il prosieguo dell'udienza preliminare era fissato al 20 febbraio 2024, data in cui si è tenuta la discussione delle parti, ivi inclusa quella in merito alla richiesta di patteggiamento formulata da uno degli indagati. Il Giudice ha accolto la richiesta di patteggiamento di una delle persone fisiche indagate, disponendo rinvio a giudizio per tutti gli altri indagati. L'udienza dibattimentale dinanzi al Giudice monocratico è stata celebrata il 1° ottobre 2024 ed è stata successivamente rinviata per l'ammissione dei mezzi di prova all'udienza del 4 febbraio 2025. Sentito il primo teste del PM e completato il suo controesame all'udienza del 15 aprile 2025, al fine di procedere con l'esame del consulente del Pubblico Ministero, il Giudice, per la prosecuzione delle prove testimoniali, ha rinviato dapprima all'udienza del 15 luglio 2025 e, successivamente, al 16 dicembre 2025 per effetto della mancata notifica da parte della Procura al suddetto consulente. Nella suddetta udienza si è proceduto al controesame del teste da parte della difesa che verrà completato all'udienza del 24 febbraio 2026.

Di concerto con la Compagnia di Assicurazione, si è definito 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.

Comunicazione delle risultanze istruttorie del 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 (ARERA) ha avviato un procedimento sanzionatorio nei confronti di e-distribuzione S.p.A. contestando la violazione di alcune disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile. In particolare, a valle di alcune verifiche ispettive svoltesi ad ottobre 2017, la Direzione Sanzioni e Impegni ha contestato che: (i) non sarebbero stati rispettati i requisiti di indipendenza di un membro del "responsabile della conformità"; (ii) non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza di gestione con riferimento all'esternalizzazione dei servizi di staff verso Enel Italia; anche con riferimento ai contratti di finanziamento con Enel Finance International non sarebbe stata garantita l'economicità ed efficienza in quanto non sarebbero stati rinegoziati i tassi di interesse e in quanto le risorse relative ai finanziamenti risulterebbero superiori agli investimenti realizzati dal 2013 in poi; (iii) in generale, per i contratti di servizio ivi compresi quelli di finanziamento, non sarebbe stato rispettato il principio del prezzo di libera concorrenza (iv) non sarebbe stata prodotta la documentazione completa che evidenzi le modalità di calcolo dei prezzi unitari.

e-distribuzione ha trasmesso la propria memoria difensiva il 22 gennaio 2019. Successivamente l'Autorità nell'ambito dello stesso procedimento ha richiesto ulteriori informazioni che sono state inviate il 12 giugno 2019.

A giugno 2019 Arera ha avviato una procedura di selezione di un consulente esterno per un supporto tecnico-bancario/finanziario, sospendendo i termini del procedimento sino alla ricezione delle relative conclusioni.

Il 7 febbraio 2020, l'Autorità ha reso noto di aver proceduto all'affidamento della suddetta attività consulenziale a favore dell'operatore GRID PARITY 2 S.r.l., il cui contratto è stato poi risolto. Con provvedimenti pubblicati sul sito ARERA il 13 settembre 2023, l'Autorità ha reso noto di aver esperito una procedura negoziata per l'individuazione di un nuovo consulente, procedura che tuttavia è andata deserta. In data 17 febbraio 2025, ARERA ha notificato ad e-distribuzione la comunicazione delle risultanze istruttorie con cui gli uffici hanno comunicato la conclusione della fase istruttoria, rilevando l'assenza dei presupposti per l'adozione di un provvedimento sanzionatorio.

Il 3 luglio 2025, l'Autorità ha notificato ad e-distribuzione la Delibera 287/2025/S/EEL con cui il collegio ARERA, aderendo alla proposta degli uffici formulata con comunicazione delle risultanze istruttorie dello scorso febbraio, ha disposto l'archiviazione del procedimento sanzionatorio.

In particolare, l'eccessivo protrarsi delle istruttorie e l'avvenuta cessazione della condotta contestata sono state assunte come presupposto per la chiusura del procedimento senza accertamento di infrazione.

Contenziosi tributari

Nel mese di maggio 2024 la Società ha avviato un contenzioso con l'Agenzia delle Entrate che ha contestato la legittimità dell'emissione, nell'anno 2017, di una nota di credito ai fini dell'Imposta sul Valore Aggiunto (per un ammontare di circa euro 5 milioni, oltre a sanzioni) a seguito della risoluzione per inadempimento del contratto di trasporto stipulato con un trader, successivamente assoggettato a procedura fallimentare, e senza attendere l'infruttuosità della procedura concorsuale nella quale la Società si è insinuata.

La Società sostiene in giudizio la correttezza del proprio operato, tenuto conto dell'autonomia dei presupposti che legittimano la variazione in diminuzione conseguente a risoluzione, senza che sia pregiudicato il diritto a promuovere le azioni esecutive o concorsuali dirette a realizzare gli effetti restitutori – per equivalente monetario – che comporta la risoluzione.

Nel mese di marzo 2025, la Corte di Giustizia Tributaria di primo grado di Roma ha accolto il ricorso della Società. Il giudizio pende in secondo grado a seguito dell'impugnazione della sentenza da parte dell'Agenzia delle Entrate.

50. 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 è riferita ad erogazioni di importo superiore a euro 10.000 effettuate da e-distribuzione S.p.A. nel corso del 2025, 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 2025, rispetto a quelle riportate nel suddetto Registro, si segnalano i seguenti incassi:

Migliaia di euro

Ente erogante - codice fiscale	Contributi incassati	Data incasso	Descrizione del contributo incassato
MASE - 97047140583	254.119	27/06/2025	Progetti PNRR "Rafforzamento Smart Grid" e "Incremento Resilienza"
MASE - 97047140583	2.553	30/09/2025	Progetti RepowerEU - Resilienza Lazio e Resilienza Marche
MASE - 97047140583	110.139	23/10/2025	Progetti RepowerEU - Rafforzamento Smart Grid Centro Nord e Rafforzamento Smart Grid Mezzogiorno
MASE - 97047140583	524	14/11/2025	Progetti RepowerEU - Resilienza Lazio e Resilienza Marche
MIMIT - 80230390787	134	27/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Serra San Bruno
MIMIT - 80230390787	92	27/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Tricarico
MIMIT - 80230390787	184	29/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Girifalco
MIMIT - 80230390787	68	29/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Senise
MIMIT - 80230390787	912	31/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Pontelandolfo
MIMIT - 80230390787	1.298	03/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Corigliano
MIMIT - 80230390787	49	03/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Pontelandolfo
MIMIT - 80230390787	911	03/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Scanzano Jonico
MIMIT - 80230390787	1.033	10/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Marsico Nuovo
MIMIT - 80230390787	1.157	10/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Villapiana
MIMIT - 80230390787	9	11/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Campagna
MIMIT - 80230390787	1.484	11/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Chiaravalle
MIMIT - 80230390787	563	11/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Lacedonia
MIMIT - 80230390787	155	12/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Campagna
MIMIT - 80230390787	784	12/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Calitri
MIMIT - 80230390787	713	12/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Montefalcone
MIMIT - 80230390787	1.668	12/02/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Colle Sannita
MIMIT - 80230390787	24	15/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Birgi
MIMIT - 80230390787	139	15/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Santa Caterina
MIMIT - 80230390787	372	15/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Scordia
MIMIT - 80230390787	133	15/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Pantano d'Arce
MIMIT - 80230390787	592	19/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Grottafumata

MIMIT- 80230390787	261	19/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Santa Croce Camerina
MIMIT- 80230390787	484	20/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Valguarnera
MIMIT- 80230390787	869	20/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Ribera
MIMIT- 80230390787	412	23/05/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Suio
MIMIT- 80230390787	254	11/06/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Collesano
MIMIT- 80230390787	1.123	11/06/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Caltavuturo
MIMIT- 80230390787	401	25/06/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Molinara
MIMIT- 80230390787	500	18/07/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2017-Cabina Primaria Suio
MIMIT- 80230390787	3	17/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Bisceglie Sud
MIMIT- 80230390787	6	21/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Tito
MIMIT- 80230390787	2	21/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Vibo Valentia
MIMIT- 80230390787	3	21/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Altamura Nord
MIMIT- 80230390787	7	24/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Ragusa 2
MIMIT- 80230390787	65	27/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Rossano
MIMIT- 80230390787	16	27/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Melfi Industriale
MIMIT- 80230390787	21	28/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Avellino Nord
MIMIT- 80230390787	785	30/01/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Sciacca
MIMIT- 80230390787	1.989	18/07/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Rossano
MIMIT- 80230390787	4.423	16/10/2025	Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019-Cabina Primaria Sciacca
Regione siciliana - 80012000826	499	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Augusta
Regione siciliana - 80012000826	201	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Barrafranca
Regione siciliana - 80012000826	893	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Comiso
Regione siciliana - 80012000826	655	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Dirillo
Regione siciliana - 80012000826	800	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Francofonte
Regione siciliana - 80012000826	202	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Guadalmi
Regione siciliana - 80012000826	1.341	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria San Carlo
Regione siciliana - 80012000826	530	07/05/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Santa Ninfa
Regione siciliana - 80012000826	274	29/07/2025	Progetti POR SICILIA PO FESR 2014/2020-Cabina Primaria Troina
MIMIT- 80230390787	153	24/03/2025	ISMI
MIMIT- 80230390787	596	19/09/2025	ISMI
Comune dell'Aquila - 80002270660	7.937	15/04/2025	L'AQUILA SMART CITY
MUR - 96446770586	24	22/04/2025	COMESTO
MUR - 96446770586	73	14/05/2025	Living Grid

Per quanto attiene alle erogazioni concesse, sono di seguito indicate le fattispecie rilevanti:

Migliaia di euro			
Ente beneficiario - codice fiscale	Contributo concesso	Data pagamento	Descrizione del contributo concesso
Enel Cuore Onlus - 97317010581	1.033	31/07/2025	80% a saldo contributo liberale 2024
Enel Cuore Onlus - 97317010581	912	19/11/2025	50% del contributo liberale 2025
Fondazione Centro Studi Enel - 97693340586	775	04/08/2025	50% a saldo contributo liberale 2024
Fondazione Centro Studi Enel - 97693340586	1.095	09/12/2025	50% del contributo liberale 2025
REGIONE SICILIANA - 80012000826	171	24/11/2025	Restituzione somme eccedenti Cabina Primaria Licata - Progetti POR SICILIA "PO FESR 2014/2020"
MIMIT- 80230390787	116	30/09/2025	Restituzione somme a seguito di rinuncia Cabina Primaria Palazzolo Acreide - Progetti PON I&C 2014-2020 bando 2019

51. Programmi ambientali

Il Decreto Legislativo n.79/99 (Decreto Bersani) ha previsto che i soggetti titolari di concessioni per lo svolgimento del servizio di distribuzione debbano attuare misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, secondo obiettivi quantitativi determinati da appositi decreti ministeriali, con l'obiettivo di:

- concorrere al conseguimento degli obiettivi di riduzione dei gas serra in relazione agli impegni assunti dall'Italia nell'ambito dei protocolli internazionali sull'ambiente;
- conseguire benefici economici e sociali, sia per i consumatori finali che per la collettività.

In attuazione della predetta disposizione, sia per il settore elettrico che del gas, il Ministero della Transizione Ecologica con D.M. del 21 luglio 2025 ha definito gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per gli anni dal 2025 al 2030 (cd. certificati bianchi o TEE), da adempiere entro il 31 maggio dell'anno solare successivo a quello di riferimento.

In particolare, entro il 31 maggio di ogni anno, i distributori 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 i certificati 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: entro il 31 maggio del primo anno va assolto almeno il 60%, mentre il residuo 40% ha scadenza entro il 31 maggio del secondo anno successivo al primo.

51.1 Termini e natura dei programmi ambientali

I principali programmi ambientali che interessano e-distribuzione sono riepilogati nella seguente tabella:

Programma	Descrizione delle misure	Natura
Certificati di efficienza energetica	<p>Il programma ha l'obiettivo di ridurre il consumo di energia da parte degli utenti finali attraverso interventi sviluppati in applicazione delle Direttive dell'Unione Europea e delle leggi nazionali.</p> <p>I titoli negoziabili sono emessi, su un arco temporale pluriennale, dalle autorità nazionali competenti alle imprese che realizzano direttamente o indirettamente interventi/progetti per il miglioramento dell'efficienza energetica.</p> <p>Al termine del periodo, le imprese obbligate sono tenute a presentare certificati corrispondenti ai risparmi energetici obbligatori.</p>	Obbligatorio per legge.

51.2 Policy contabili

Ai fini della rilevazione contabile degli oneri derivanti da tali obblighi normativi, la Società applica il cosiddetto "net liability approach". Nell'ambito di tale trattamento contabile:

- gli oneri sostenuti per acquistare sul mercato (o comunque ottenere a titolo oneroso) i certificati necessari 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 contributi ricevuti a fronte dei titoli di efficienza energetica che hanno ottenuto la certificazione dalla competente autorità, sono assimilati a contributi monetari in conto esercizio e rilevati al fair value, nell'ambito degli "Altri proventi operativi".

51.3 Impatti economico-patrimoniali

Per quanto riguarda gli impatti economico-patrimoniali riferiti ai certificati bianchi (o TEE) si rimanda:

- alla nota n. 8 “Altri proventi operativi” per i contributi TEE
- alla nota n. 13 “Altri costi operativi” per gli acquisti di TEE

Nella tabella di seguito riportata sono riportate le quantità di TEE acquistate e utilizzate dalla Società nell'esercizio 2025:

	2025	2024
Saldo di apertura al 1° gennaio 2025	436.824	477.835
Certificati autoprodotti	-	-
Acquisto di certificati	690.426	779.253
<i>di cui:</i>		
- acquisto da Gruppo:	13.872	132.993
<i>Enel X Italia Srl, di cui:</i>	13.872	132.993
<i>certificati autoprodotti</i>	-	-
<i>certificati non autoprodotti</i>	13.872	132.993
- acquisto da Terzi	676.554	646.260
Vendita di certificati	-	-
Certificati consegnati per l'adempimento dell'obbligo	705.534	820.264
Saldo di chiusure al 31 dicembre 2025	421.716	436.824

52. Principi contabili di futura applicazione

Di seguito l'elenco dei principi e modifiche ai principi e interpretazioni la cui data di efficacia per la Società è successiva al 31 dicembre 2025:

- “IFRS 18 - Presentation and Disclosure in Financial Statements”, emesso ad Aprile 2024. Il nuovo principio, riguardante la presentazione e l'informativa in bilancio, sostituirà lo IAS 1 “Presentation of Financial Statements”, introducendo nuovi requisiti al fine di fornire agli users informazioni più rilevanti e trasparenti. Nel dettaglio, i concetti chiave introdotti dall'IFRS 18 sono relativi:
 - alla struttura del conto economico, richiedendo nuovi e specifici subtotali;
 - all'obbligo di individuare il criterio per il raggruppamento delle spese che risulti più funzionale alla presentazione del conto economico;
 - alla presentazione in un'unica nota all'interno del bilancio dell'informativa relativa alle misure di performance definite dal management, corrispondenti a subtotali di ricavi e costi utilizzati nelle comunicazioni pubbliche riportate al di fuori del bilancio; e
 - al miglioramento dei principi di aggregazione e disaggregazione delle informazioni.

Il principio dovrà essere applicato, previa omologazione, retrospettivamente, a partire dagli esercizi che hanno inizio il 1° gennaio 2027 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.

- “*IFRS 19 - Subsidiaries without Public Accountability: Disclosures*”, emesso a maggio 2024. Il nuovo principio, di applicazione volontaria, consente alle società controllate eleggibili l'applicazione di requisiti di informativa ridotta. In particolare, una controllata è eleggibile se:
 - non ha una responsabilità pubblica; e
 - ha una capogruppo o una controllante intermedia che redige un bilancio consolidato per uso pubblico conforme agli IFRS.
 - Il principio dovrà essere applicato, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che hanno inizio il 1° gennaio 2027 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata.
- “*Amendments to IFRS 10 and IAS 28 – Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture*”, emesso a Settembre 2014. Le modifiche chiariscono il trattamento contabile di vendite o conferimenti di attività tra un investitore e le sue collegate o joint ventures. Le modifiche confermano che il trattamento contabile varia a seconda che le attività vendute o conferite a una società collegata o *joint venture* costituiscano un “*business*” (come definito dall'IFRS 3). Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di prima applicazione delle modifiche in oggetto
- “*Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Amendments to the Classification and Measurement of Financial Instruments*”, emesso a Maggio 2024. Le modifiche includono nuovi requisiti finalizzati a:
 - chiarire la data di rilevazione ed eliminazione contabile di alcune attività e passività finanziarie, con una nuova eccezione prevista per alcune passività finanziarie regolate tramite un sistema elettronico di trasferimento di denaro;
 - chiarire ed aggiungere ulteriori indicazioni nel valutare se un'attività finanziaria soddisfa il criterio dei *solely payments of principal and interest (SPPI)*;
 - aggiungere nuova informativa per alcuni strumenti con termini contrattuali che possono modificare i flussi di cassa (e.g., con caratteristiche legate al raggiungimento di obiettivi ambientali, sociali e di governance); e
 - aggiornare l'informativa sugli strumenti di *equity* valutati al *fair value* rilevato negli *other comprehensive income (FVOCI)*.

Le modifiche dovranno essere applicate, previa omologazione, a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente.

- “*Annual Improvements Volume 11*”, emesso a luglio 2024. Il documento contiene modifiche formali e chiarimenti agli standard esistenti. Nel dettaglio, sono stati modificati i seguenti principi:
 - *IAS 7 – Cost method*; la modifica elimina il termine “metodo del costo”, non più definito nei principi contabili IFRS;
 - *IFRS 9 - Lessee derecognition of lease liabilities*; la modifica risolve una potenziale mancanza di chiarezza relativa al modo in cui un locatario contabilizza l'eliminazione contabile di una passività per leasing, chiarendo che qualsiasi utile o perdita risultante deve essere rilevato a conto economico;
 - *IFRS 9 - Transaction price*; la modifica rimuove il riferimento, nell'Appendice A dell'IFRS 9, alla definizione di “prezzo di transazione” contenuta nell'IFRS 15, considerato che il termine è utilizzato in particolari paragrafi dell'IFRS 9 con un significato non necessariamente coerente con la definizione di tale termine nell'IFRS 15;
 - *IFRS 7 - Gain or loss on derecognition*; la modifica mira a perfezionare l'interazione tra i principi, rimuovendo un riferimento obsoleto ad un paragrafo che è stato eliminato dal principio in occasione dell'emissione dell'*IFRS 13 Fair Value Measurement*;
 - *IFRS 7 - Disclosure of deferred difference between fair value and transaction price*; la modifica chiarisce un'incoerenza tra il principio e le relative linee guida applicative, emersa quando una modifica,

conseguenziale all'emissione dell'IFRS 13, è stata apportata al principio, ma non al corrispondente paragrafo delle linee guida implementative;

- *IFRS 7 - Introduction and credit risk disclosures*; la modifica risolve una potenziale confusione chiarendo come applicare la pertinente guida applicativa e semplificando alcune spiegazioni;
- *IFRS 10 - Determination of a 'de facto agent'*; la modifica chiarisce come un investitore deve determinare se un altro soggetto agisce per suo conto;
- *IFRS 1 Hedge accounting by a first-time adopter*; la modifica migliora la coerenza tra i requisiti per l'hedge accounting previsti nell'IFRS 9 e nell'IFRS 1.

Ciascuna delle modifiche sarà applicabile a partire dagli esercizi annuali che avranno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente.

- “*Amendments to IFRS 9 and IFRS 7 - Contracts Referencing Nature-dependent Electricity*”, emesso a Dicembre 2024. Le modifiche mirano a una migliore rappresentazione degli effetti finanziari derivanti da alcuni contratti di acquisto o vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili (e.g., eolico e solare). Tali contratti comportano l'esposizione alla variabilità della quantità sottostante di energia elettrica perché la fonte della sua generazione dipende da condizioni naturali incontrollabili (e.g., le condizioni metereologiche). Sono inclusi nella tipologia descritta sia alcuni contratti per l'acquisto o la vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili, spesso strutturati come accordi a lunga scadenza (i.e., *physical power purchase agreements, PPAs*), che gli strumenti finanziari che fanno riferimento a tale tipologia di elettricità (i.e., *virtual power purchase agreements, VPPAs*). Le modifiche sono le seguenti:
 - è permessa l'applicazione dell'“*own-use exception*” ai *physical PPAs* se la società è stata, e prevede di essere, un acquirente netto di energia elettrica per il periodo contrattuale (i.e., gli acquisti di energia elettrica rinnovabile compensano in misura sufficiente eventuali vendite di energia elettrica inutilizzata all'interno dello stesso mercato);
 - è consentita l'applicazione dell'*hedge accounting* ai *Virtual PPAs*, (i.e. contratti che non prevedono la consegna fisica di energia e il cui regolamento si basa sulla differenza tra il prezzo di mercato dell'energia e il prezzo strike previsto nel contratto) o ai *PPAs* per cui non è possibile applicare l'*own use exemption*. In particolare, le modifiche consentono di designare come elemento coperto un importo nominale variabile delle future transazioni di energia elettrica, a condizione che questo sia allineato alla produzione stimata dello specifico impianto di generazione a cui fa riferimento lo strumento di copertura. Inoltre, se i flussi di cassa dello strumento di copertura dipendono dal verificarsi di una transazione prevista designata, quest'ultima si presume essere altamente probabile;
 - sono stati introdotti ulteriori obblighi di informativa finalizzati a chiarire gli effetti di tali contratti sui flussi di cassa e sulla performance finanziaria. Inoltre, sono richieste specifiche informazioni in caso di adozione dell'*own-use exception*.

Tali modifiche si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2026 o successivamente.

- “*Amendments to IAS 21 - Translation to a Hyperinflationary Presentation Currency*”, emesso a novembre 2025. Le modifiche mirano a definire le procedure di conversione nel caso in cui la valuta di presentazione sia quella di un'economia iperinflazionata. Tali modifiche si applicano qualora:
 - la valuta funzionale sia quella di un'economia non iperinflazionata e i risultati economici e la situazione patrimoniale-finanziaria debbano essere convertiti nella valuta di un'economia iperinflazionata; oppure
 - i risultati economici e la situazione patrimoniale-finanziaria di una gestione estera, la cui valuta funzionale è quella di un'economia non iperinflazionata, debbano essere convertiti nella valuta di un'economia iperinflazionata.

Le modifiche, previa omologazione, si applicano a partire dai periodi di rendicontazione annuali che iniziano il 1° gennaio 2027 o successivamente. L'applicazione anticipata è consentita.

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

53. Fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Pubblicazione decreto–legge 20 febbraio 2026, n. 21

Con il decreto–legge 20 febbraio 2026, n. 21, il Governo ha definito un insieme di misure volte al contenimento dei costi delle bollette per famiglie e imprese.

Il provvedimento interviene su diversi punti di interesse per la Società:

- bonus sociale potenziato: contributo straordinario aggiuntivo per il 2026 ai già titolari di bonus sociale elettrico;
- sostegno alle imprese: riduzione della componente Asos degli oneri generali di sistema per alcune categorie di utenze non domestiche, utilizzando le risorse rese disponibili dalla rimodulazione volontaria dei meccanismi di incentivazione per gli impianti fotovoltaici di potenza maggiore di 20 kW che beneficiano del Conto Energia, dall'allineamento delle tempistiche di versamento degli oneri di sistema previste per le imprese di distribuzione verso la CSEA a quelle previste fra venditori e distributori e dall'incremento dell'aliquota IRAP del 2% per specifici codici ATECO del settore energetico per gli anni 2026-2027;
- riduzione degli oneri derivanti dalle bioenergie: introduzione di un tetto al numero di ore massimo in cui sono riconosciuti i prezzi minimi garantiti, al fine di conseguire un risparmio di spesa per il sistema elettrico;
- misure urgenti per ridurre gli impatti della saturazione virtuale della rete: nuove disposizioni per mitigare il fenomeno della cd. saturazione virtuale della rete elettrica di trasmissione nazionale e ottimizzare l'integrazione dei progetti a fonti rinnovabili e lo sviluppo delle infrastrutture di rete. In particolare, è prevista trasparenza sulla capacità disponibile, nuove regole di allocazione della capacità stessa, con la ridefinizione da parte di ARERA delle procedure di connessione, semplificazione degli iter amministrativi relativi.

Il decreto-legge, la cui conversione deve avvenire entro il 21 aprile 2026, attribuisce ad ARERA, sui temi di competenza, il compito di definire le modalità attuative.

Esercizio dell'Opzione di Acquisto della partecipazione del 10% del capitale sociale di Duereti S.r.l.

Con riferimento al contratto sottoscritto in data 30 dicembre 2024 tra e-distribuzione S.p.A. e A2A S.p.A., nel mese di marzo 2026 A2A S.p.A. ha esercitato l'opzione per l'acquisto della partecipazione rappresentativa del 10% del capitale sociale di Duereti S.r.l. detenuta da e-distribuzione S.p.A.

L'atto di cessione della partecipazione sarà perfezionato nel mese di aprile 2026.

54. Compensi Amministratori, Sindaci e Società di Revisione

54.1 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.

54.2 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 2023 – 2025:

Tipologia di servizi	Soggetto che ha erogato il servizio	Compensi (Migliaia di euro)
e-distribuzione SpA		
Revisione contabile al 31 dicembre 2025	- KPMG SpA	271
Altri servizi:		
- Unbundling	- KPMG SpA	50
- ISA 805 sul Prospetto predisposto per la partecipazione al meccanismo di reintegro dei crediti non riscossi OdS-OdR	- KPMG SpA	32
- Valutazione impatti operazione straordinaria Duereti e contributi PNRR	- KPMG SpA	18
- Revisione nell'ambito delle segnalazioni relative al CCII 2024-2025	- KPMG SpA	8
Totale		379

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.

55. Attività di direzione e coordinamento

Si riportano i dati essenziali del bilancio 2024 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	2024
Ricavi	121
Costi	3.922
Proventi da partecipazioni	6.563
Proventi / (Oneri) finanziari netti	(308)
Imposte	(144)
UTILE DELL'ESERCIZIO	2.598

Stato Patrimoniale

Milioni di euro

al 31.12.2024

ATTIVITA'

Attività non correnti

Attività materiali e immateriali	87
Partecipazioni	58.478
Attività finanziarie non correnti	183
Altre attività non correnti	179
Totale	58.927

Attività correnti

Crediti commerciali	197
Attività finanziarie correnti	2.785
Altre attività correnti	1.370
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	2.121
Totale	6.473

Attività non correnti classificate come possedute per la vendita

0

TOTALE ATTIVITA'

65.400

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'

PATRIMONIO NETTO

36.386

Passività non correnti

Finanziamenti a lungo termine	17.345
Passività per imposte differite e fondi rischi e oneri	160
Passività finanziarie non correnti	581
Altre passività non correnti	17
Totale	18.103

Passività correnti

Finanziamenti a breve termine e quote correnti dei finanziamenti a lungo termine	6.977
Debiti commerciali	132
Fondi rischi e oneri - quota corrente	14
Passività finanziarie correnti	280
Altre passività correnti	3.508
Totale	10.911

TOTALE PASSIVITA'

29.014

TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'

65.400

Compliance

Modello organizzativo e gestionale

Il Decreto Legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (il “Decreto 231”) recante la “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. (la “Società”) ha deliberato l'approvazione del proprio Modello di organizzazione e di gestione ex Decreto Legislativo 231/2001 (successivamente integrato, aggiornato e modificato), (nel prosieguo, il “Modello 231”) in attuazione di quanto previsto dall'art. 6 del Decreto 231 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, l'osservanza e l'aggiornamento del Modello 231. In data 12 aprile 2023 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 231, 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 231 stesso intende prevenire.

Il Modello 231 è soggetto ad aggiornamento in presenza di esigenze od opportunità derivanti dall'introduzione di nuovi reati presupposto, dagli orientamenti giurisprudenziali ovvero dai cambiamenti significativi nelle attività svolte dalla Società e/o nella propria struttura organizzativa.

In tale contesto, nel corso del 2025 la Società ha approvato:

- in data 20 gennaio 2025, l'aggiornamento della Parte Speciale “G” relativa ai “Reati di ricettazione, riciclaggio, impiego di denaro, beni o utilità di provenienza illecita, autoriciclaggio e trasferimento fraudolento di valori”, al fine di recepire le novità normative di cui alla l. n. 137/2023;
- in data 22 settembre 2025, l'aggiornamento della Parte Speciale “H” relativa ai “Delitti informatici, in materia di trattamento illecito di dati e di delitti in violazione del diritto d'autore”, finalizzato a recepire le novità normative introdotte dalla l. n. 90/2024.

L'Organismo di vigilanza ha inoltre validato, in data 16 dicembre 2025, la predisposizione della nuova Parte speciale “O” relativa ai Delitti contro il patrimonio culturale e riciclaggio di beni culturali e devastazione e saccheggio di beni culturali e paesaggistici, al fine di tenere conto della L. del 9 marzo 2022, n. 22, come modificata dalla L. del 22 gennaio 2024. Tale Parte Speciale sarà sottoposta per approvazione al Consiglio di Amministrazione della Società nella prima riunione consiliare utile del 2026.

Infine, è stata svolta un'attività di *risk assessment* per valutare l'astratta configurabilità in capo alla Società del reato presupposto di falso al notaio per il rilascio del certificato preliminare nell'ambito di un'operazione di fusione, scissione o trasformazione transfrontaliera introdotto dall'art. 54 del D. Lgs. 19/2023. Il Modello 231 prevede l'individuazione e la proceduralizzazione delle attività ricadenti tra quelle “a rischio” di reato ai sensi del Decreto 231 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 2025 l'Organismo di Vigilanza ha monitorato e vigilato sull'effettiva operatività ed efficacia del sistema di controllo di cui al Decreto 231, 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.

In data 28 luglio 2025, l'Organo amministrativo della Società ha approvato l'aggiornamento del Codice Etico, alla luce delle modifiche già approvate dalla Capogruppo.

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*.

In data 28 luglio 2025, l'Organo amministrativo della Società ha approvato l'aggiornamento del Piano TZC, alla luce delle modifiche già approvate dalla Capogruppo.

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.

In data 28 luglio 2025, l'Organo amministrativo della Società ha approvato l'aggiornamento della *policy* sui Diritti Umani, alla luce delle modifiche già approvate dalla Capogruppo.

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, da un responsabile all'interno dell'Unità Legal, Corporate, Regulatory&Antitrust Affairs Italy e un responsabile all'interno dell'Unità di People and Organization - Quality.

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.

Nel corso del 2025, la Società 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 1.788.795.987,13 come segue:

- quanto a euro 1.788.540.000,00 come dividendo dell'esercizio 2025, nella misura di euro 0,6879 per ognuna delle n° 2.600.000.000 azioni, tenuto conto che la Riserva Legale al 31 dicembre 2025 è pari al 20% del Capitale Sociale;
- quanto a euro 255.987,13 come Utili portati a nuovo.

Relazioni

Relazione della Società di Revisione



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 dai prospetti dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2025, del conto economico e del conto economico complessivo, delle variazioni del patrimonio netto, del rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative che includono le informazioni rilevanti sui 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 2025, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International Accounting Standards Board* e 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.

Direzione e coordinamento

La Società, come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note esplicative i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio della e-distribuzione S.p.A. non si estende a tali dati.

Responsabilità degli Amministratori e del Collegio Sindacale della e-distribuzione S.p.A. per il bilancio d'esercizio

Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità ai principi contabili IFRS emanati dall'*International*



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2025

Accounting Standards Board e adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli Amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli Amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il Collegio Sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti o eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli Amministratori, inclusa la relativa informativa;
- siamo giunti a una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli Amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di un'incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare a operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate



e-distribuzione S.p.A.

Relazione della società di revisione

31 dicembre 2025

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

Giudizi e dichiarazione ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettere e), e-bis) ed e-ter), 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 2025, 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;
- esprimere un giudizio sulla conformità alle norme di legge della relazione sulla gestione;
- rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi nella relazione sulla gestione.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. al 31 dicembre 2025.

Inoltre, a nostro giudizio, la relazione sulla gestione è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e-ter), 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, 30 marzo 2026

KPMG S.p.A.

Gabriele de Gennaro
Socio

Relazione del Collegio Sindacale

e-distribuzione S.p.A. - Società con unico socio
Direzione e Coordinamento di Enel S.p.A.
Sede legale in Roma - Via Domenico Cimarosa, 4
Cap. Soc. Euro 2.600.000.000 i.v. - R.E.A. di Roma n. 922436
Codice Fiscale e Registro Imprese di Roma n. 05779711000
Società partecipante al Gruppo IVA Enel con P.I. 15844561009

**Relazione del Collegio Sindacale sul bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025
redatta ai sensi dell'art. 2429, comma 2 C.C.**

All'Azionista Enel Italia S.p.A.

Il Collegio Sindacale (di seguito anche il "Collegio") della e-distribuzione S.p.A. (in seguito anche la "Società"), presenta la propria relazione per riferire sull'attività di vigilanza svolta nell'esercizio ai sensi dell'art. 2429, comma 2, del Codice Civile.

Si dà atto che l'attuale Collegio Sindacale è stato nominato con assemblea del 12 aprile 2023, con durata in carica fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025.

Nella medesima delibera assembleare, sono state affidate al Collegio Sindacale le funzioni di Organismo di Vigilanza ex Decreto Legislativo 231/2001. L'Organismo di Vigilanza resterà in carica per la durata del mandato del Collegio Sindacale e cioè fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2025.

Il progetto di bilancio della Società dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 è stato messo a disposizione del Collegio Sindacale in occasione della riunione del Consiglio di Amministrazione del 16 marzo 2025 ed 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.

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

OW

W

1

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.

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 l'attività, svolta ai sensi dell'art. 2403 del Codice Civile, è stata effettuata secondo i principi di comportamento del Collegio Sindacale di società non quotate raccomandati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili. Per lo svolgimento delle proprie verifiche, l'organo di controllo, nel corso dell'esercizio cui la presente relazione si riferisce, ha tenuto dodici riunioni, mentre nel corso dell'anno 2026 e fino alla data della presente relazione ha tenuto tre riunioni.

In particolare, il Collegio Sindacale:

- ha vigilato sull'osservanza della legge e dell'atto costitutivo e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- ha partecipato alle dodici riunioni del Consiglio di Amministrazione e ad una Assemblea che si sono tenute nel corso dell'esercizio. Le riunioni si sono svolte nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento e per le quali possiamo ragionevolmente assicurare che le deliberazioni prese sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha ottenuto dagli Amministratori, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società e, pertanto, il Collegio Sindacale può ragionevolmente assicurare che le operazioni intraprese sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o in contrasto con le delibere assembleari o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha raccolto sufficienti informazioni sulle vicende della vita sociale e sui principali fatti di gestione, avvalendosi dei chiarimenti, delle precisazioni e degli elementi forniti dai preposti alle funzioni d'interesse della Società, evidenziando altresì che ENEL S.p.A. esercita la direzione ed il coordinamento della società ai sensi dell'art. 2497 e seguenti del Codice civile;
- dà atto che le informazioni ricevute nel corso delle riunioni del Consiglio di Amministrazione, dal management della Società e dal Revisore Legale, non hanno evidenziato l'esistenza di operazioni atipiche e/o inusuali effettuate con terzi, parti correlate o infragruppo;
- dà atto che nel corso dell'esercizio non sono state effettuate operazioni con parti correlate, così come definite ai sensi dell'art. 2427, comma 22-bis, del Codice civile, a condizioni diverse dalle

W
P
D

normali condizioni di mercato che hanno influito in misura rilevante sulla situazione patrimoniale ed economica della Società;

- ha vigilato sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, anche attraverso lo scambio di informazioni con i referenti dell'unità Internal Audit della Società;
- ha avuto conoscenza e ha vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo e del sistema amministrativo e contabile della società, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante l'ottenimento delle necessarie informazioni dai responsabili delle relative funzioni, dalla società di revisione ed attraverso l'esame dei documenti aziendali ed a tale riguardo, il Collegio non ha osservazioni particolari da evidenziare; l'organo amministrativo ha valutato positivamente l'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile della Società, anche ai fini della rilevazione tempestiva della crisi d'impresa ex D.lgs. 14/2019 e successive modificazioni;
- rileva che nella relazione sulla gestione, gli amministratori hanno dato atto che la Società è esonerata dalla redazione della rendicontazione di sostenibilità ai sensi dell'art. 7 del d.lgs. n. 125/2024. Pur tuttavia, sarà disponibile sul sito internet della capogruppo Enel S.p.A., la rendicontazione consolidata redatta ai sensi dell'articolo 4 del sopra citato decreto, oltre al deposito, nei termini di legge, presso il competente registro delle imprese.

Per i fatti di rilievo intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio ed illustrati nella relazione sulla gestione, si evidenzia che con il decreto-legge 20 febbraio 2026, n. 21, il Governo ha definito un insieme di misure volte al contenimento dei costi delle bollette per famiglie e imprese.

Il decreto-legge, la cui conversione deve avvenire entro il 21 aprile 2026, attribuisce ad ARERA, sui temi di competenza, il compito di definire le modalità attuative.

Il Collegio, inoltre, attesta che:

- nel corso dell'esercizio ad oggi non sono pervenute denunce ex art. 2408 Codice civile;
- nel corso dell'attività di vigilanza ed all'esito delle verifiche effettuate, non sono emerse omissioni, fatti censurabili o irregolarità significative tali da richiederne la menzione nella presente relazione;
- con specifico riferimento alle funzioni di Organismo di Vigilanza della Società ai sensi del D.Lgs. 231/2001, ha riferito all'organo amministrativo in ordine all'attività svolta sull'attuazione del Modello di Organizzazione e Gestione adottato dalla Società, ai sensi del citato decreto legislativo. L'Organismo di Vigilanza ha vigilato nel periodo di riferimento, sul funzionamento ed osservanza del Modello e l'attività di verifica e controllo effettuata sulla base delle informazioni allo stesso



rese disponibili, è stata funzionale agli obiettivi di efficace attuazione dello stesso. Tale attività è stata svolta avvalendosi della collaborazione delle funzioni Audit e Compliance della Società;

- la Società ha adottato il Codice Etico, il Piano di Tolleranza Zero alla Corruzione e la Policy sui Diritti Umani previsti dall'appartenenza al Gruppo Enel;
- è stato informato circa le attività svolte dalla funzione Anticorruzione anche per il mantenimento della certificazione ISO-37001;
- non vi sono segnalazioni ex articoli 25-octies e 25-novies del D.Lgs. n. 14 del 12 gennaio 2019 e successive modificazioni.

L'organo di controllo ha avuto un costante scambio di informazioni con la Società di Revisione, esaminando l'impianto metodologico adottato dal revisore, acquisendo le necessarie informazioni, in merito all'approccio di revisione utilizzato per le diverse aree significative di bilancio e i rischi aziendali, ricevendo aggiornamenti sullo stato di avanzamento dell'attività di revisione.

Si evidenzia che, con deliberazione del 13 aprile 2023, l'Assemblea degli Azionisti, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. 27 gennaio 2010 n. 39, ha conferito alla KPMG S.p.A. (di seguito anche "la Società di Revisione") l'incarico di revisione legale dei conti dei bilanci della Società per il triennio 2023 - 2025 e quindi fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2025.

Compete pertanto alla KPMG S.p.A., incaricata della revisione legale dei conti, esprimere il giudizio sul bilancio ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39.

Il Collegio Sindacale ha accertato, tramite l'ottenimento di informazioni dai preposti alle funzioni d'interesse della Società e dalla Società di Revisione, l'osservanza delle norme di legge inerenti la formazione del bilancio della Società e della relativa relazione sulla gestione.

Il Collegio Sindacale ha esaminato il progetto di bilancio della Società relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025, approvato dal Consiglio di Amministrazione con deliberazione del 16 marzo 2026 e consegnato all'organo di controllo in tale data insieme alla relazione sulla gestione.

Il bilancio al 31 dicembre 2025 della e-distribuzione S.p.A., redatto 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'IFRS 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, chiude con un utile di Euro 1.788.795.987,13.



W

Q

Il Bilancio d'esercizio della e-distribuzione S.p.A. è costituito dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo rilevato nell'esercizio, dallo stato patrimoniale, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note di commento. Nelle note al bilancio sono stati indicati i criteri di valutazione seguiti e ne è stata verificata la conformità ai principi contabili internazionali adottati.

La società KPMG S.p.A., nella propria relazione emessa sulla revisione contabile del bilancio di e-distribuzione S.p.A., ha attestato che lo stesso fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2025, 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, nonché la coerenza delle informazioni fornite nella relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio e sulla conformità della stessa alle norme di legge. Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 2, lettera e-ter), del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, la Società di Revisione non ha riportato alcuna evidenza.

La relazione della Società di Revisione evidenzia gli aspetti chiave della revisione contabile, alle quali si rinvia.

Non essendo a noi demandato il controllo analitico di merito sul contenuto del bilancio della Società, abbiamo vigilato sull'impostazione generale data a tale documento, accertandone la sua generale conformità alla legge per quel che riguarda la sua formazione e struttura.

L'organo amministrativo, nei documenti costituenti il progetto di bilancio di esercizio della Società, ha illustrato i criteri di valutazione delle varie poste ed ha fornito le informazioni richieste dalla normativa sia in ordine allo Stato Patrimoniale che al Conto Economico, nonché quelle ritenute necessarie per una esauriente intelligibilità del progetto di Bilancio stesso. Abbiamo riscontrato che nelle note al bilancio e nella relazione sulla gestione sono stati descritti i principali rischi e incertezze cui la Società è esposta.

Abbiamo altresì verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione ed anche a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo, inoltre, accertato la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui siamo a conoscenza a seguito dell'espletamento dei nostri doveri e non abbiamo osservazioni al riguardo.

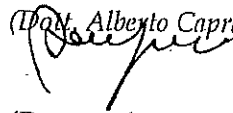
Tenuto conto di quanto sopra esposto e del fatto che dall'attività di vigilanza svolta non sono emersi fatti censurabili, omissioni o irregolarità da segnalare nella presente relazione, per quanto di nostra competenza, non rileviamo motivi ostativi all'approvazione del bilancio dell'esercizio della Società

chiuso al 31 dicembre 2025, così come redatto dall'organo amministrativo e le connesse proposte relative al risultato d'esercizio.

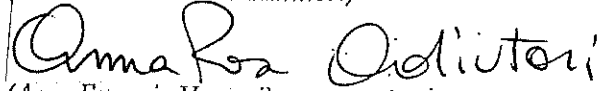
Roma, 30 marzo 2026

IL COLLEGIO SINDACALE

(Dott. Alberto Caprari)



(Dott.ssa Anna Rosa Adiatori)



(Avv. Eugenio Vaccari)



e-distribuzione

S.p.A. - Società con unico socio

Sede legale in Roma

Via Domenico Cimarosa 4, 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.