

# 2025

## PIANO DI SVILUPPO

e-distribuzione

***Il Piano di Sviluppo descrive gli obiettivi e i criteri alla base del processo di pianificazione della rete elettrica di distribuzione gestita da E-Distribuzione.***

***La nostra missione è generare e distribuire valore al servizio del Paese con la massima attenzione alle esigenze dei nostri clienti, garantendo la sicurezza e la salute delle persone e la salvaguardia dell'ambiente, tutto nel rispetto degli obiettivi stabiliti dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti ed Ambiente (ARERA).***

***Il nostro è un impegno quotidiano per offrire un servizio d'eccellenza, unendo ricerca e sviluppo di soluzioni di innovazione tecnologica alla qualità del lavoro delle nostre persone che ogni giorno mettono in campo le proprie energie mantenendo sempre alta l'attenzione alla sicurezza.***





**Lavorare nel rispetto  
dell'ambiente, ponendo la  
massima attenzione alla  
sicurezza delle persone,  
sviluppare e utilizzare tecnologie  
innovative finalizzate al  
miglioramento continuo della  
qualità del servizio e  
dell'eccellenza operativa, sono  
solo alcuni degli obiettivi per i  
quali lavoriamo  
quotidianamente.**

**Il Piano di Sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture di E-Distribuzione**, edizione 2025, descrive gli interventi relativi alle attività di sviluppo della rete elettrica di E-Distribuzione con riferimento al quinquennio 2025-2029. Il Piano di Sviluppo è strutturato in nove capitoli più un'appendice, di seguito descritti.

Il **primo capitolo** descrive l'evoluzione del contesto normativo e regolatorio che guida la redazione dei Piani di Sviluppo dei distributori, intesi come strumenti strategici per garantire l'affidabilità e l'innovazione delle reti di distribuzione in un complesso e sfidante scenario di transizione energetica.

Il **secondo capitolo** descrive i principali obiettivi in termini di performance della rete elettrica, in riferimento agli interventi che sono oggetto del Piano di Sviluppo.

Il **terzo capitolo** descrive la struttura organizzativa e le aree geografiche in cui E-Distribuzione opera a livello nazionale, considerando anche le interazioni e il coinvolgimento dei principali stakeholders.

Il **quarto capitolo** descrive la struttura delle infrastrutture di rete di E-Distribuzione con evidenza delle principali consistenze e del numero di utenti sottesi.

Il **quinto capitolo** presenta lo stato attuale della rete, in riferimento alle sue principali esigenze di Sviluppo quali: nuove connessioni, adeguamento al carico, miglioramento della qualità del servizio e resilienza. Inoltre, approfondisce lo stato di implementazione delle “smart grid” e dei servizi di flessibilità.

Il **sesto capitolo** presenta gli scenari evolutivi del sistema energetico con riferimento all’ambito elettrico. Le previsioni future della domanda di energia elettrica costituiscono, assieme alle analisi condotte sullo stato fisico della rete, il driver fondamentale per lo sviluppo della rete di

distribuzione, nonché il punto di partenza per ogni attività di programmazione svolta da E-Distribuzione. Tali previsioni sono frutto sia di valutazioni basate su indicatori economici generali e sulle stime provenienti dal gestore della rete di trasmissione, sia di analisi previsionali di carico effettuate da E-Distribuzione. Particolare attenzione viene attribuita alla generazione distribuita, tenendo conto della forte interazione tra questa e la rete di distribuzione, e allo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici.

Il **settimo capitolo** descrive, a partire dalle necessità di sviluppo riscontrate come conseguenza degli scenari di evoluzione di cui al capitolo precedente, i principali driver e criteri adottati per la pianificazione degli interventi e le modalità di rappresentazione degli stessi all'interno del Piano di Sviluppo. Vengono descritte, altresì, le modalità di stima dei costi di investimento e dei costi operativi.

Nell'**ottavo capitolo** si riportano le analisi e le metodologie utilizzate per individuare i fabbisogni e le principali esigenze di sviluppo della rete, approfondendo i criteri di pianificazione che guidano la scelta degli interventi rappresentati nel capitolo successivo.

Nel **nono capitolo** si riporta una panoramica dei principali interventi AT, MT e BT e di digitalizzazione programmati nell'orizzonte temporale del Piano di Sviluppo, riportati poi dettagliatamente negli allegati.

Infine, l'**appendice** del documento (in allegato al Piano di Sviluppo) contiene le schede di intervento per i principali interventi AT programmati da E-Distribuzione, gli allegati relativi agli impianti AT per i quali sono previsti interlocuzioni con Terna e gli allegati che contengono gli elenchi nominativi degli interventi oggetto del Piano. Negli elenchi sono riportate le informazioni più rilevanti in termini di pianificazione e monitoraggio economico-temporale. Infine, si riporta l'allegato relativo alle linee guida per lo sviluppo di scenari energetici per la rete di distribuzione elettrica.

# INDICE

<b>1. CONTESTO NORMATIVO REGOLATORIO</b>	<b>12</b>
1.1    Contesto normativo	13
1.2    Provvedimenti in materia di regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	14
<b>2. GLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO</b>	<b>20</b>
<b>3. PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTA' SERVITA</b>	<b>25</b>
<b>4. CONSISTENZA DELLA RETE DI E-DISTRIBUZIONE</b>	<b>28</b>
<b>5. STATO DELLA RETE</b>	<b>34</b>
5.1    Connessioni e adeguamento al carico	34
5.1.1    Connessioni passive	34
5.1.2    Cold Ironing	36
5.1.3    Connessioni attive	37
5.2    Qualità del servizio	43
5.2.1    Il semiperiodo regolatorio 2024-2027	43
5.3    Resilienza della rete elettrica	45
5.3.1    Principali fattori di rischio	45
5.3.2    Piani resilienza	47
5.4    Stato di implementazione delle tecnologie a supporto delle Smart Grid	49
5.5    Flessibilità della rete	52
<b>6. SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ENERGETICO</b>	<b>56</b>
6.1    Previsione della domanda di energia elettrica	57
6.2    Elettrificazione dei consumi	59
6.2.1    Previsione della potenza massima su base regionale	59
6.2.2    Previsioni energia distribuita	60
6.2.3    Sviluppo delle infrastrutture di ricarica pubblica per i veicoli elettrici	60
6.3    Integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili	64
6.4    Sviluppo dei sistemi di accumulo	66

# INDICE

6.5 Scenario climatico	66
<b>7. METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI</b>	<b>68</b>
7.1 Driver	68
7.2 Criteri di pianificazione	69
7.3 Modalità di rappresentazione degli interventi	71
7.4 Analisi Costi-Benefici	72
7.4.1 Stima dei costi degli interventi	72
7.4.2 Stima dei benefici degli interventi	77
<b>8. ESIGENZE DI SVILUPPO</b>	<b>84</b>
8.1 Transizione Energetica	84
8.2 Resilienza	85
8.3 Controllo tensione/gestione energia reattiva	85
8.4 Qualità tecnica	86
8.5 Digitalizzazione	86
8.6 Adeguamenti degli impianti	87
<b>9 PRINCIPALI INTERVENTI PIANIFICATI</b>	<b>89</b>
9.1 Principali interventi su rete AT	90
9.2 Principali interventi su rete MT	92
9.3 Interventi aggregati AT e MT afferenti a progetti specifici	93
9.4 Principali interventi su rete BT	94
9.5 Interventi in Telecontrollo/Digitalizzazione	94
<b>INDICE DELLE FIGURE</b>	<b>96</b>
<b>INDICE DELLE TABELLE</b>	<b>98</b>

# ACRONIMI E ABBREVIAZIONI

<b>ARERA</b>	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente
<b>AT</b>	Alta Tensione
<b>BT</b>	Bassa Tensione
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure
<b>CEI</b>	Comitato Elettrotecnico Italiano
<b>CO<sub>2</sub></b>	Biossido di Carbonio (Anidride Carbonica)
<b>CSE</b>	Coordinamento di Sicurezza In Ambito di Esecuzione
<b>CSP</b>	Coordinamento di Sicurezza In Ambito di Progettazione
<b>Cu</b>	Costo Unitario
<b>DCO</b>	Documento di Consultazione
<b>DDS</b>	Documento di Descrizione degli Scenari
<b>DE</b>	Distributed Energy
<b>DER</b>	Distributed Energy Resources
<b>DIL</b>	Durata delle interruzioni lunghe
<b>DSO</b>	Distribution System Operator
<b>EDGE</b>	Energia da risorse Distribuite per la Gestione della rete di E-Distribuzione
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity
<b>ENTSO-G</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas
<b>EU</b>	European Union
<b>FER</b>	Fonti Energetiche Rinnovabili
<b>FF.SS.</b>	Ferrovie dello Stato Italiano
<b>HILP</b>	High impact low probability
<b>HWI</b>	Heat Wave index
<b>ICTP</b>	International Centre of Theoretical Physics
<b>ICT</b>	Information and Communication Technologies
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device
<b>IoT</b>	Internet of Things

# ACRONIMI E ABBREVIAZIONI

<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change
<b>MT</b>	Media Tensione
<b>NILB</b>	Numero Interruzioni Lunghe e Brevi
<b>NOx</b>	Ossidi di Azoto
<b>OPEX</b>	Operational Expenditure
<b>PCB</b>	Policlorobifenili
<b>PdS</b>	Piano di Sviluppo
<b>PID</b>	Piani Integrati di Distribuzione
<b>PNIEC</b>	Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima
<b>PNRR</b>	Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza
<b>Pu</b>	Prezzo unitario
<b>RCP</b>	Representative Concentration Pathways
<b>RfG</b>	Requirement for Generators
<b>RFI</b>	Rete Ferroviaria Italiana
<b>RGDM</b>	Rilevatore di Guasto Direzionale e Misure
<b>ROSS</b>	Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio
<b>RTN</b>	Rete elettrica di Trasmissione Nazionale
<b>SdA</b>	Sistemi di accumulo
<b>TICA</b>	Testo Integrato Connessioni Attive
<b>TIQD</b>	Testo integrato della regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica 2024-2027 (TIQD)
<b>TIQE</b>	Testo Integrato della Regolazione Output-Based dei Servizi di Distribuzione e Misura dell'Energia Elettrica
<b>TIUF</b>	Testo Integrato Unbundling Funzionale
<b>TSO</b>	Transmission System Operator
<b>UE</b>	Unione Europea
<b>VIA</b>	Valutazione di Impatto Ambientale
<b>P<sub>pre</sub></b>	Probabilità di guasto di rete prima dell'intervento
<b>P<sub>ri</sub></b>	Probabilità del ramo i-esimo della rete;

# ACRONIMI E ABBREVIAZIONI

<b>R</b>	Numero totale di rami critici della rete
<b>P<sub>post</sub></b>	Probabilità di guasto del ramo post-intervento in ondata di calore
<b>TG<sub>post</sub></b>	Tasso di guastabilità del ramo post-intervento in ondata di calore
<b>I<sub>pre</sub></b>	Capacità di contro-alimentazione della rete (o aggregato di rete) in condizioni di emergenza per ondata di calore
<b>K RCP</b>	Tasso di guasto atteso /tasso di guasto storico.



# IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il piano di sviluppo di E-Distribuzione, elaborato in coerenza con le direttive EU e il quadro normativo e regolatorio nazionale, ha l'obiettivo di favorire gli investimenti per una rete più sicura, resiliente e innovativa.

La pianificazione della rete di distribuzione dell'energia elettrica diventa uno strumento essenziale per accelerare la transizione energetica del sistema elettrico. Gli eventi degli ultimi anni hanno radicalmente mutato lo scenario in cui operano i distributori elettrici e pertanto anche la pianificazione degli interventi sulla rete deve tenere conto di questi importanti cambiamenti.

La transizione energetica richiede una rapida evoluzione delle reti elettriche a tutti i livelli di tensione, con una sempre maggiore attenzione al settore della distribuzione. Il progresso tecnologico e la digitalizzazione offrono nuove soluzioni alle esigenze di sistema, permettendo un utilizzo più efficiente delle reti elettriche esistenti e di quelle di nuova costruzione. Risultano quindi necessari nuovi approcci normativi e regolatori per garantire che i gestori delle reti siano incentivati a esplorare e implementare le migliori soluzioni disponibili<sup>1</sup>, nonché accelerare questo processo di cambiamento.

Le sfide climatiche, la garanzia della sicurezza del sistema energetico, la volontà di rafforzare la competitività del settore industriale e, infine, l'esigenza di contenere i costi energetici dei consumatori, spingono verso la necessità di accelerare le connessioni alla rete di distribuzione sia degli impianti a fonti rinnovabili che dei consumi da elettrificare. In quest'ottica, risulta necessario trarre vantaggio da un approccio di sviluppo delle infrastrutture cosiddetto "anticipatorio"<sup>2</sup>. Per il raggiungimento dei sopracitati obiettivi, Eurelectric<sup>3</sup> ha recentemente sottolineato la necessità di incrementare sensibilmente gli investimenti nelle reti di distribuzione in Europa fino ad arrivare almeno a 55 miliardi di euro all'anno, accompagnati da adeguate strategie regolatorie, sviluppo tecnologico e soluzioni di flessibilità.

L'Italia, in linea con le politiche europee e anche grazie al supporto del PNRR e dei fondi REPowerEU, sta implementando una serie di azioni per la ripresa economica, il raggiungimento dell'indipendenza energetica e la decarbonizzazione. Il successo di gran parte delle politiche energetiche passa dalla disponibilità di una solida infrastruttura di rete, chiamata oggi più che mai a fornire prontamente capacità di accogliere maggiore domanda e crescente produzione diffusa, garantire la sicurezza della

<sup>1</sup> Benefit-based remuneration of efficient infrastructure investments, FSR – ACER, maggio 2024

<sup>2</sup> How can DSOs rise to the investments challenge? Implementing Anticipatory Investments for an efficient distribution grid, Eurelectric, marzo 2024

<sup>3</sup> Grids for Speed, Eurelectric, 2024

fornitura (in particolare nei momenti di potenziale emergenza) e supportare efficacemente la crescita economica del Paese.

Ciò comporta la necessità di investire nelle reti preventivamente per incrementare sia l'elettrificazione dei consumi che l'hosting capacity, affinché le reti abilitino il processo di transizione e di indipendenza energetica, e in generale per il rafforzamento dell'infrastruttura con l'obiettivo di far fronte ai sempre più frequenti e impattanti eventi climatici estremi.

Di conseguenza, i distributori elettrici si trovano a dover fronteggiare contemporaneamente una pluralità di sfide che rendono il quadro in cui operano più incerto e complesso rispetto al passato, rendendo necessario uno sforzo finanziario e operativo senza precedenti.

In questo contesto, i Piani di Sviluppo rappresentano uno strumento strategico per garantire l'affidabilità e l'innovazione delle reti di distribuzione.

## 1.1 Contesto normativo

L'importanza dei Piani di Sviluppo dei distributori di energia elettrica nel facilitare la transizione energetica è stata confermata anche dalla Direttiva UE 2018/2001 "Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili" e dalla Direttiva UE 944/2019 "Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica". In particolare, l'art. 32 della Direttiva 944/2019 prevede che i distributori presentino almeno ogni due anni i loro Piani di Sviluppo, che in futuro dovranno considerare anche l'utilizzo di risorse di flessibilità come possibile alternativa ai potenziamenti di rete.

Inoltre, i Decreti Legislativi n. 210/2021 e n. 199/2021 di recepimento delle suddette Direttive europee, hanno introdotto previsioni in merito a criteri di trasparenza per la predisposizione e la verifica dei Piani di Sviluppo della rete di distribuzione, prevedendo esplicitamente la necessità che le imprese effettuino una consultazione pubblica dei Piani, predisposti in coordinamento con il TSO e con i contenuti del Piano di Terna. Sono state introdotte, inoltre, previsioni sull'orizzonte temporale dei Piani di Sviluppo e sulla frequenza di pubblicazione degli stessi (pubblicazione biennale con un orizzonte temporale almeno quinquennale) unitamente a indicazioni sui contenuti minimi dei Piani.

Nel dettaglio, il Piano di Sviluppo delle Infrastrutture di E-Distribuzione è redatto in attuazione delle seguenti norme:

- Art. 18 comma 3 del Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28, sostituito dall'art. 23 comma 5 del Decreto Legislativo dell'8 novembre 2021 n.210, che prevede che "Il Gestore del sistema di distribuzione, fatti salvi gli atti di assenso dell'amministrazione concedente, elabora e presenta al Ministero della transizione ecologica e all'ARERA, con cadenza biennale, previa consultazione pubblica, un Piano di Sviluppo della rete di competenza, con un orizzonte temporale almeno quinquennale, tenuto conto delle modalità stabilite dall'ARERA entro nove mesi dall'entrata in vigore della presente disposizione. Nell'ambito del Piano di Sviluppo, predisposto in coordinamento con il Gestore della rete di trasmissione ed in coerenza con il Piano di Sviluppo della rete di trasmissione nazionale, è altresì individuato il fabbisogno di flessibilità, con riferimento ai servizi che possono essere forniti dalla gestione della domanda, dagli impianti di stoccaggio e dalle unità di generazione connessi alla rete di distribuzione, nonché l'evoluzione prevista per le congestioni di rete. Sono altresì indicati gli investimenti programmati, con particolare riferimento alle infrastrutture necessarie per collegare nuova capacità di generazione e nuovi carichi, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici. Il piano include una comparazione dei costi delle misure di investimento e di

flessibilità e delle altre misure cui il gestore ricorre in alternativa all'espansione del sistema. L'ARERA può richiedere al Gestore del sistema di distribuzione modifiche rispetto al piano presentato. Il Piano di Sviluppo è comunicato alle regioni e province autonome per gli aspetti correlati al rilascio delle autorizzazioni per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili, all'adeguamento delle infrastrutture di rete nelle aree idonee, e al rilascio delle autorizzazioni per gli sviluppi di rete. Il presente comma non si applica ai gestori dei sistemi di distribuzione, ivi inclusi i gestori di sistemi di distribuzione chiusi, alla cui rete sono connessi meno di 100.000 clienti finali o che riforniscono piccoli sistemi isolati”;

- Art. 35 comma 1 del Decreto Legislativo 15 dicembre 2021, n. 199 che prevede che: “[...] al fine di garantire un'accelerazione nel potenziamento della rete elettrica per accogliere le quote di produzione crescenti da fonti rinnovabili necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3:
  - a) i gestori di rete nella programmazione dello sviluppo di rete adottano criteri e modalità predittive della crescita attesa della produzione da fonti rinnovabili sul medio e lungo termine, in modo da programmare e avviare in tempi congrui gli interventi necessari;
  - b) i gestori di rete [...] nell'ambito degli aggiornamenti dei rispettivi Piani di Sviluppo adottano le opportune misure per dotare le aree idonee all'installazione di impianti di produzione di energia rinnovabile delle infrastrutture necessarie per la connessione degli impianti e per l'utilizzo dell'energia prodotta, anche anticipando le richieste di connessione su tali aree;
  - c) i gestori di rete in un'apposita sezione dei propri Piani di Sviluppo elaborano una pianificazione integrata secondo le logiche di cui alla lettera a) individuando gli interventi atti a garantire lo sviluppo delle infrastrutture di ricarica per i veicoli elettrici necessarie per il raggiungimento degli obiettivi di cui all'articolo 3. [...].”.

## 1.2 Provvedimenti in materia di regolazione output-based del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Il quinto periodo regolatorio, che si è concluso nel 2023, ha visto l'introduzione di un primo passo verso la redazione dei Piani Integrati di Distribuzione (PID).

In particolare, con l'Allegato A alla Delibera 566/2019/R/eel (Testo Integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica - TIQE) ARERA, in conformità alle previsioni della Delibera n. 31/2018/R/eel, aveva già stabilito:

- all'art. 77.1 che “Le imprese distributrici predispongono un Piano, con orizzonte almeno triennale, finalizzato all'incremento della resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica (Piano resilienza)”;
- all'art. 78.3 che “Il Piano resilienza deve essere costituito da un'apposita sezione dedicata del Piano di sviluppo della rete di distribuzione”;
- all'art. 78.5 che “Le principali imprese distributrici pubblicano sul proprio sito internet la sezione del piano dedicata alla resilienza, corredata dai relativi elenchi, entro il 30 giugno di ciascun anno (con avanzamento al 31 dicembre dell'anno precedente l'orizzonte del piano)”.

Con la Delibera 121/2022/R/eel, ARERA ha avviato il procedimento per la revisione dei Piani di Sviluppo delle imprese di distribuzione, al fine di recepire i contenuti del D. Lgs 210/21, relativo alle funzioni e responsabilità dei distributori di energia elettrica e ai relativi Piani di Sviluppo.

Con tale provvedimento, ARERA ha chiarito che la predisposizione di sezioni relative alla resilienza nell'ambito dei Piani di Sviluppo definito con la Delibera 31/2018/R/eel, ha rappresentato uno step intermedio verso la definizione di un approccio integrato tra gli attuali Piani di Sviluppo, i piani resilienza e i piani di rinnovo tecnologico della rete, per cui si arriverebbe a forme integrate di pianificazione con i Piani Integrati di Distribuzione TIQE, di orizzonte pluriennale, potenzialmente utili anche in prospettiva della Regolazione per Obiettivi di Spesa e di Servizio integrale (ROSS-integrale).

Con il documento per la consultazione (DCO) 173/2023/R/eel, ARERA ha illustrato gli orientamenti per l'identificazione di priorità e indicatori di performance per uno Sviluppo maggiormente selettivo degli investimenti nelle reti di distribuzione e per la progressiva introduzione di disposizioni per la consultazione e la predisposizione dei Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione.

A seguito di tale DCO, con la Delibera 296/2023/R/eel, ARERA ha stabilito che dal 2023 i Piani di Sviluppo delle imprese di distribuzione dovranno:

- prevedere il coordinamento con Terna e con il Piano di Sviluppo di trasmissione, laddove possibile;
- tener conto dello Sviluppo atteso della produzione di energia elettrica e della domanda, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici;
- individuare le possibili congestioni di rete previste e il conseguente fabbisogno di servizi di flessibilità, laddove necessario;
- elencare gli investimenti programmati, con un orizzonte temporale almeno quinquennale;
- descrivere la metodologia per identificare gli investimenti di Sviluppo e loro granularità;
- descrivere le modalità di stima dei costi: costi operativi attesi, costi di investimento, categorie elementari di investimento e loro costi unitari;
- rappresentare, per ciascun intervento di sviluppo, il costo di investimento e di esercizio, la data di entrata in esercizio, l'avanzamento rispetto ai piani precedenti, il motivo di eventuali ritardi.

Con lo stesso provvedimento, ARERA ha definito le seguenti modalità e tempistiche per l'elaborazione e consultazione pubblica dei Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione a partire dall'anno 2025:

- ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali presenta lo schema del proprio Piano di Sviluppo all'Autorità entro il 31 marzo di ogni anno dispari;
- ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali avvia contestualmente o successivamente una consultazione pubblica sullo schema del proprio Piano di Sviluppo, della durata di almeno 42 giorni;
- in esito alla consultazione, ciascuna impresa distributrice con almeno 100.000 clienti finali pubblica e presenta il proprio Piano di Sviluppo all'Autorità, eventualmente aggiornato in base a quanto emerso della consultazione, entro il 30 giugno di ogni anni dispari, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-osservazioni, con indicazioni delle modifiche apportate.

Con la Delibera 614/2023/R/eel, ARERA ha ritenuto opportuno aggiornare le disposizioni in materia di incremento della resilienza delle reti di distribuzione e il relativo meccanismo incentivante, in vigore per il periodo regolatorio 2019-2024 (Titolo 10 del. 566/2019/R/EEL) anche per venire incontro alle istanze degli operatori mirate a mitigare alcuni aspetti, costruendo un piano di transizione verso l'avvio in

parallelo del nuovo e più ampio sistema incentivante sui Piani di Sviluppo introdotto con la successiva Delibera 617/2023/R/eel.

Con l'avvio del sesto periodo regolatorio e la pubblicazione dell'Allegato A alla Delibera 617/2023/R/eel (Testo Integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica - TIQD), ARERA ha introdotto il seguente articolo rilevante ai fini della redazione del Piano di Sviluppo:

- L'art. 61.1 del TIQD prevede che: “Le imprese distributrici tenute alla predisposizione dei Piani di Sviluppo ai sensi della Delibera 296/2023/R/eel, presentano congiuntamente all'Autorità entro il 30 settembre 2024:
  - a. la struttura armonizzata dei contenuti del Piano di Sviluppo, che tenga conto di quanto previsto dalla deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL;
  - b. l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento, incluse le informazioni in formato scheda e in formato foglio di lavoro relative agli interventi del piano e al loro avanzamento tecnico ed economico, incluso quanto previsto al punto 3, lettera h), della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL;
  - c. un documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti, tenendo anche conto - quando è applicata un'analisi costi benefici – dei benefici attesi e dell'analisi economica dei costi e dei benefici da eseguirsi in linea con le disposizioni del punto 3, lettera g), della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL;
  - d. un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento”.
- L'art. 61.2 del TIQD prevede che: “I documenti di cui al comma precedente siano utilizzati come linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo, salvo decisione motivata dell'Autorità, da adottarsi entro il 31 gennaio 2025, di modifiche o integrazioni a uno o più dei documenti”.

Con riferimento alla Delibera 617/2023/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno dare continuità al meccanismo di incentivazione degli interventi di Sviluppo della rete, non soltanto con riferimento alla resilienza, come già previsto nel testo integrato TIQE, ma ampliando il target a tutti gli interventi contenuti nei Piani di Sviluppo, in conformità ai requisiti stabiliti dal Titolo 10 del TIQD “Disposizioni di incentivazione correlata ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione”.

Successivamente, con la Delibera 392/2024/R/com “Disposizioni in materia di scenari dei Piani di Sviluppo delle reti energetiche”, ARERA ha modificato l'Allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel inserendo il seguente articolo nel TIQD:

- Art. 61.3 con cui ARERA prevede che: “Le imprese distributrici tenute alla predisposizione dei Piani di Sviluppo ai sensi della deliberazione 28 giugno 2023, 296/2023/R/EEL presentano congiuntamente all'Autorità entro il 30 novembre 2024 un documento di criteri applicativi comuni per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario, da utilizzare come linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo. Il 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”.

A chiusura delle attività portate avanti dalle principali imprese distributrici ai sensi dell'art.61.1 del TIQD, ARERA ha pubblicato la Delibera 521/2024/R/eel “Verifica dei documenti da utilizzare come linee guida per l'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica”, con cui

ha valutato positivamente i seguenti documenti, confermandoli come linee guida da utilizzare per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo:

- la struttura armonizzata dei contenuti del Piano di Sviluppo, con l'esclusione dell'allegato “Documento metodologico recante i criteri comuni per le analisi costi benefici” che, ai sensi della delibera 472/2024, sarà oggetto di un successivo provvedimento;
- l'identificazione puntuale dei documenti di accompagnamento;
- il documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, per il quale è esplicitato l'obbligo della riconciliazione delle informazioni di costo unitario inserite nei PdS con le informazioni di costo medio unitario di riferimento pubblicate ai sensi dell'articolo 3 del TICA.

Con la delibera 112/2025/R/eel, ARERA ha approvato il documento che descrive le modalità di calcolo e la valorizzazione dei parametri relativi alle categorie di beneficio per le analisi costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione. Tale documento verrà successivamente aggiornato sulla base dell'esperienza di applicazione della *Cost Benefit Analysis* per l'anno 2025.

Riguardo al monitoraggio dell'avanzamento del Piano di Sviluppo, ARERA ha stabilito all'art. 60 del TIQD che:

- negli anni pari, l'impresa distributrice pubblica e trasmette all'Autorità un rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel Piano di Sviluppo entro il 31 marzo;
- negli anni dispari il monitoraggio dell'avanzamento è incluso direttamente nella relativa edizione del Piano di Sviluppo;
- l'avanzamento degli interventi di sviluppo è riferito alla data del 31 dicembre precedente l'anno di rapporto o l'anno di piano.

Il primo rapporto di avanzamento è stato trasmesso da E-Distribuzione ad ARERA il 30 settembre 2024, come previsto dall'art. 60.3 del TIQD, e pubblicato sul sito internet di E-Distribuzione.

In ultima istanza, è opportuno sottolineare che le attività di distribuzione e misura svolte da E-Distribuzione S.p.A. sono soggette all'obbligo di separazione funzionale previsto dalla Delibera di ARERA n. 296/2015/R/com (Testo Integrato Unbundling Funzionale -TIUF).



Figura 1 - Sintesi del quadro regolatorio



# GLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO

E-Distribuzione si pone obiettivi importanti e ambiziosi, trasformando le sfide della transizione energetica in opportunità di innovazione e progresso.

Nei prossimi anni la distribuzione dell'energia elettrica continuerà a rappresentare un elemento chiave nell'ambito della transizione energetica verso sistemi più sostenibili e resilienti. La trasformazione del sistema elettrico si preannuncia come una sfida ambiziosa: l'aumento della domanda, trainato dall'elettrificazione dei consumi, si accompagnerà ad una crescita sostenuta delle energie rinnovabili, rendendo indispensabile l'adozione di soluzioni tecnologiche avanzate per garantire stabilità e resilienza della rete. In questo contesto, E-Distribuzione, mediante la predisposizione del Piano di Sviluppo, ha come principale obiettivo il miglioramento infrastrutturale e tecnologico dell'infrastruttura di distribuzione, a supporto del progresso socioeconomico nazionale.

La crescente **elettrificazione dei consumi**, che interessa diversi settori, dall'industria ai trasporti, passando per l'edilizia e le infrastrutture urbane, comporterà un aumento significativo della domanda elettrica. In particolare, sarà necessario il potenziamento e lo sviluppo della rete per abilitare una distribuzione efficiente dell'energia e supportare lo sviluppo della mobilità elettrica. Questo contesto, da un lato apre la strada a opportunità di innovazione e sviluppo tecnologico, dall'altro pone sfide considerevoli in termini di sicurezza, efficienza e sostenibilità del sistema elettrico.

In parallelo, un altro aspetto fondamentale di questa evoluzione riguarda la crescita considerevole delle **energie rinnovabili**: gli impianti solari ed eolici si affermeranno ulteriormente nel mix energetico, contribuendo a ridurre la dipendenza da fonti fossili e a limitare le emissioni di gas serra. A tal fine, il potenziamento dell'infrastruttura di alta e media tensione (AT/MT) sarà essenziale per incrementare la hosting capacity della rete, facilitando così l'integrazione di impianti da fonti rinnovabili e garantendo la stabilità della rete.

Questo processo di modernizzazione e ampliamento della rete di distribuzione contribuirà anche ad aumentare la **resilienza del sistema elettrico**. Con l'aumento degli eventi meteorologici estremi, sempre più frequenti a causa del cambiamento climatico, è necessario un sistema in grado di ridurre i rischi e ripristinarsi rapidamente da situazioni di emergenza. Attraverso investimenti mirati a migliorare la resilienza della rete, sarà possibile garantire la continuità del servizio e ridurre l'impatto delle interruzioni, rispondendo efficacemente alle sfide derivanti dal cambiamento climatico.

L'infrastruttura della rete di distribuzione, nel rispondere alle crescenti esigenze di consumo, deve garantire un miglioramento continuo della **qualità del servizio**. A tal fine, sono fondamentali investimenti significativi per garantire una qualità tecnica elevata e un servizio continuo e affidabile.

Particolare rilevanza hanno quindi la riduzione delle perdite di rete e il conseguente miglioramento dell'efficienza e ottimizzazione della distribuzione dell'energia attraverso una gestione più efficace dei flussi di carico.

Pertanto, la pianificazione pluriennale degli investimenti, che parte dall'analisi dei fabbisogni della rete e dagli scenari energetici di medio-lungo periodo, è finalizzata principalmente all'ottimizzazione delle performance della rete, alla riduzione delle criticità e al miglioramento della qualità del servizio. Tutto questo non solo puntando sull'elettrificazione dei consumi e la diffusione della generazione distribuita, ma anche favorendo l'adozione di soluzioni che aumentino l'efficienza energetica e riducano le perdite di distribuzione.

Per l'evoluzione del sistema elettrico è importante affiancare agli investimenti infrastrutturali, anche **interventi di digitalizzazione** che consentono di ottimizzare la gestione della rete, aumentare l'efficienza e garantire la flessibilità necessaria per rispondere alle sfide della transizione energetica. Investimenti mirati in nuove tecnologie digitali e l'adozione di sistemi ICT avanzati permetteranno di monitorare in tempo reale il flusso di energia, di ottimizzare la gestione delle risorse e di minimizzare le perdite di rete. La digitalizzazione, infatti, favorisce una gestione più precisa dei carichi e delle risorse disponibili, migliorando l'affidabilità e l'efficienza complessiva del sistema. Lo Sviluppo di nuove soluzioni digitali a supporto dell'infrastruttura di rete è al centro delle smart grid (reti intelligenti), che offrono soluzioni avanzate per la gestione e il controllo in tempo reale della distribuzione energetica. Grazie all'utilizzo di sensori, sistemi di comunicazione e piattaforme software avanzate, le smart grid consentono di raccogliere e analizzare grandi quantità di dati per ottimizzare l'equilibrio tra domanda e offerta, ridurre i tempi di reazione in caso di guasti e migliorare l'affidabilità del servizio. Ciò consentirà una gestione coordinata e più efficace delle risorse energetiche distribuite, promuovendo l'integrazione di impianti di produzione rinnovabile e rispondendo rapidamente alle esigenze di bilanciamento del sistema. Grazie alla digitalizzazione della rete, E-Distribuzione potrà migliorare la capacità di risposta a fluttuazioni della domanda, ridurre i rischi legati agli eventi estremi e garantire una continuità del servizio più elevata, anche in scenari di crescente complessità.

Attraverso il Piano di Sviluppo, E-Distribuzione si pone quindi l'obiettivo di:

- assicurare il rinnovo degli asset di rete;
- prevenire l'insorgere dei fenomeni di criticità sulla rete, limitando e contenendo le cadute di tensione e lo sfruttamento degli impianti;
- rispondere ai fabbisogni derivanti dalla localizzazione e realizzazione di nuove aree industriali, artigianali, terziarie e di espansione residenziale;
- assicurare eventuali ulteriori fabbisogni conseguenti alle richieste di aziende, servizi o utilizzatori domestici già esistenti, a seguito di espansione dell'attività dei medesimi;
- garantire la connessione alle reti elettriche di impianti di produzione, favorendo in particolare l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- assicurare la diffusione e lo sviluppo della generazione distribuita e garantire l'interoperabilità con il gestore della rete di trasmissione nazionale;
- favorire lo sviluppo e l'implementazione di progetti di digitalizzazione e innovazione tecnologica, leve fondamentali per la definizione e implementazione di nuovi modelli di rete, in grado di integrare le risorse distribuite massimizzando i benefici per i clienti e per il sistema elettrico nel suo complesso.

In questo contesto, la strategia di E-Distribuzione si concentra su un approccio integrato che combina la gestione avanzata delle infrastrutture di rete con l'adozione di tecnologie digitali all'avanguardia, al

fine di garantire un sistema elettrico sempre più robusto, capace di affrontare le sfide della transizione energetica e rispondere alla crescente domanda di energia in modo sostenibile e sicuro.



Figura 2 - Priorità e leve strategiche

In riferimento alle leve strategiche sopra descritte, si riportano di seguito i principali obiettivi che E-Distribuzione intende perseguire con i propri piani:

- per quanto riguarda l'integrazione della generazione distribuita, l'obiettivo è di incrementare la potenza complessiva dei produttori connessi fino a 63 GW nel 2027 (oltre 18 GW di nuova generazione distribuita), mentre in termini di energia distribuita si stima un valore medio di 213 TWh nel periodo 2025-2027;
- relativamente alla qualità tecnica, E-Distribuzione si pone l'obiettivo di una riduzione della durata delle interruzioni lunghe (DIL) tra il 5 e il 10%, mentre si prospetta un decremento del numero delle interruzioni lunghe e brevi (NILB) tra il 10 e il 15%;
- per quanto riguarda la resilienza climatica, si pone l'obiettivo di raggiungere un valore di clienti beneficiati pari a 7,9 Milioni;
- relativamente alla digitalizzazione, l'obiettivo è incrementare il telecontrollo della rete riducendo il passo di telecontrollo circa del 10%

Il raggiungimento di questi obiettivi viene perseguito rispettando gli standard previsti in materia di sicurezza e ambiente e coniugando le esigenze di business con l'attenzione al territorio e alle comunità in cui l'azienda opera, secondo una logica di creazione di valore condiviso.

Specificamente indirizzate alla sostenibilità e tutela dell'ambiente si portano avanti diverse iniziative:

- verso le persone e le comunità, continuando a diffondere, all'interno e all'esterno dell'organizzazione, la cultura dell'energia, della sicurezza e dell'ambiente, oltre alla valorizzazione del territorio con interventi artistici sulle cabine elettriche e con la creazione di progetti specifici tesi a rafforzare i rapporti con il territorio (oasi della biodiversità o corridoio nazionale della biodiversità);
- verso gli ecosistemi, attraverso il recupero dei materiali in ottica di economia circolare e la protezione delle aree, con interventi di messa in sicurezza delle linee per la salvaguardia

dell'avifauna dal rischio accidentale di elettrocuzione e la tutela della biodiversità e ancora con l'applicazione di nuove metodologie di lavoro per ridurre al minimo gli impatti ambientali delle nuove costruzioni;

- implementazione di “cantieri sostenibili” in cui nuove tecnologie e materiali contribuiscano a ridurre l'impatto ambientale degli impianti elettrici.



# PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTA' SERVITA

Il ruolo strategico di E-Distribuzione è guidato da un modello operativo dinamico, innovativo e digitalizzato in cui l'interazione con molteplici stakeholder è fondamentale per costruire il sistema elettrico del futuro.

E-Distribuzione è il principale operatore di distribuzione di energia elettrica in Italia e uno dei più grandi a livello europeo. La società, parte del Gruppo Enel, gestisce una rete capillare che copre la maggior parte del territorio nazionale, assicurando il servizio di distribuzione elettrica a più di 30 milioni di clienti, tra famiglie, imprese e pubbliche amministrazioni, attraverso una rete che si estende per oltre un milione di km.

E-Distribuzione è impegnata fortemente nell'innovazione, nella digitalizzazione delle infrastrutture e nell'integrazione delle fonti rinnovabili. La società opera in un contesto regolato da ARERA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente), che ne definisce gli standard di qualità del servizio e i parametri di efficienza da rispettare.

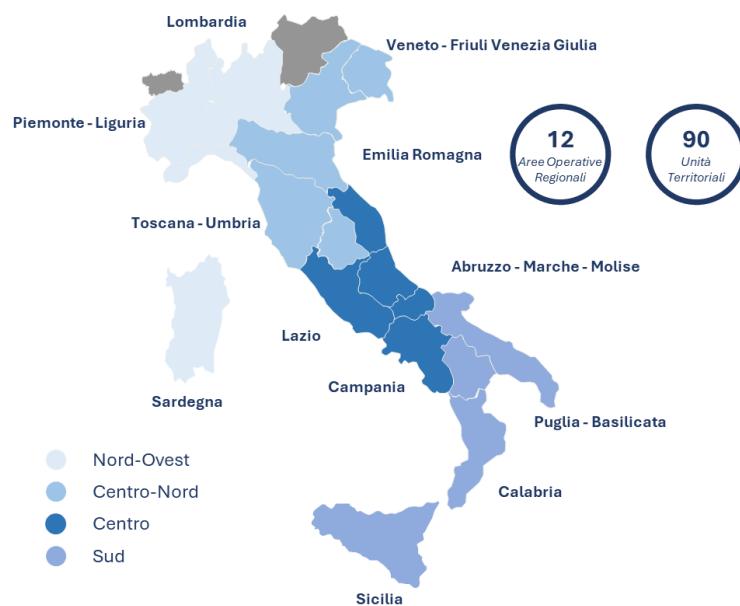


Figura 3 - Struttura organizzativa di E- Distribuzione

La struttura organizzativa di e-distribuzione S.p.A. comprende circa 16.000 risorse ed è strutturata a livello territoriale in 4 Macroaree (Nord-Ovest, Centro-Nord, Centro, Sud) e 12 Aree operative regionali

(Piemonte Liguria, Lombardia, Veneto Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna, Toscana Umbria, Abruzzo Marche Molise, Lazio, Campania, Calabria, Puglia Basilicata, Sicilia, Sardegna), a loro volta suddivise complessivamente in 90 Unità Territoriali.

Per affrontare le sfide descritte nel Capitolo 2 e raggiungere gli obiettivi prefissati, il modello operativo delle reti di distribuzione sta subendo una trasformazione radicale, guidata da una crescente digitalizzazione, dall'automazione delle infrastrutture e dai progressi nelle tecnologie di "grid-edge computing". La diffusione dei processi di digitalizzazione delle reti risulta fondamentale non solo per sostenere l'aumento della domanda di energia elettrica, ma anche per rispondere al cambiamento dell'approccio dei clienti verso l'energia autoprodotta. Pertanto, sta nascendo un nuovo paradigma di distribuzione dell'energia, con reti più flessibili che integrano perfettamente dispositivi e asset di generazione distribuita.

Per accelerare il progresso risulta indispensabile favorire la collaborazione tra i vari attori del sistema energetico. Condividere conoscenze e identificare insieme le migliori soluzioni tecniche in un ambiente aperto e cooperativo rappresenta una strada vincente per affrontare le sfide di questa nuova era energetica.

A tal proposito, l'operato di E-Distribuzione coinvolge una vasta rete di stakeholder, ciascuno con esigenze e aspettative specifiche. I principali attori con cui l'azienda interagisce sono:

- **Clienti finali:** utenti che usufruiscono del servizio di distribuzione elettrica. La qualità, l'affidabilità e la continuità dell'energia erogata rappresentano elementi chiave per la loro soddisfazione. In particolare, i clienti finali si distinguono in:
  - **Abitazioni e piccole imprese:** immobili ad uso domestico o commerciale allacciati alla rete di bassa tensione;
  - **Business:** imprese commerciali allacciate alla rete di media o alta tensione;
  - **Prosumer:** imprese commerciali allacciate alla rete di media o alta tensione che prelevano e immettono energia elettrica in rete;
- **Autorità:** Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) che definisce il quadro normativo e svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore;
- **Pubblica amministrazione ed enti locali:** amministrazioni comunali, regionali e nazionali con cui E-Distribuzione collabora per la pianificazione territoriale, l'elettrificazione dei consumi e lo sviluppo di infrastrutture strategiche;
- **Comunità energetiche:** nuovo modello di autoconsumo collettivo e condivisione dell'energia, in cui cittadini, imprese, enti locali si uniscono per produrre, consumare e gestire energia rinnovabile a livello locale;
- **Dipendenti e partner industriali:** personale interno, tecnici e fornitori che contribuiscono alla gestione, manutenzione e innovazione della rete elettrica.



# 4 CONSISTENZA DELLA RETE DI E-DISTRIBUZIONE

La rete di E-Distribuzione, articolata su più livelli di tensione, si compone di asset strategici che assicurano efficienza, affidabilità e innovazione nella distribuzione dell'elettricità.

L'infrastruttura elettrica gestita da E-Distribuzione è composta da molteplici asset e componenti, che si distribuiscono su gran parte del territorio italiano e su diversi livelli di tensione (Alta, Media e Bassa).

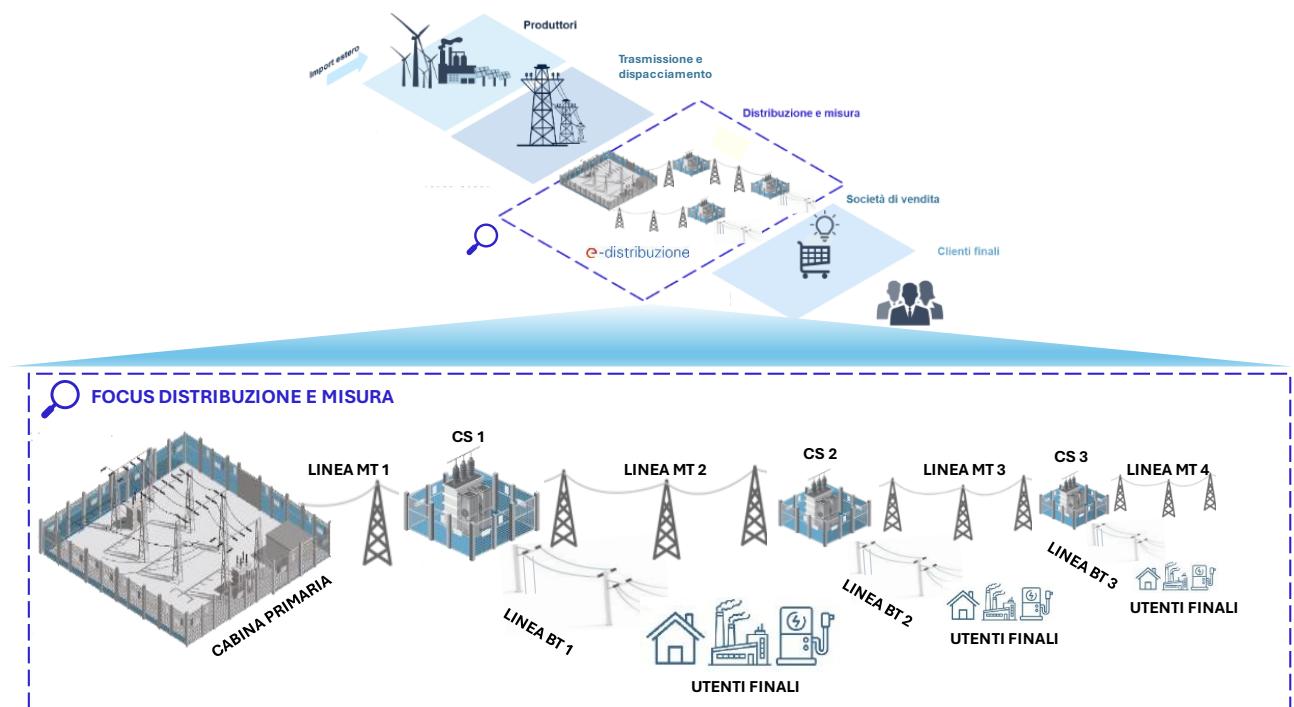


Figura 4 - Infrastruttura elettrica

I principali asset della rete di E-Distribuzione comprendono:

- **Cabine Primarie:** rappresentano un nodo fondamentale del sistema elettrico, attraverso il quale la rete di distribuzione si interconnette con la rete di trasmissione nazionale (RTN). Queste cabine ricevono energia in alta tensione, la trasformano e la immettono nella rete di media tensione, collegando direttamente clienti e produttori MT. Da qui, si dirama la rete di bassa tensione che raggiunge i clienti finali. La rete delle cabine primarie è supportata dai Centri Satellite, che ampliano il sistema di trasformazione da alta a media tensione, fornendo ulteriore potenza alle utenze situate

in aree distanti dalle cabine primarie. Le cabine primarie sono dotate di sistemi di sbarra (alta e media tensione) che consentono il passaggio dell'energia elettrica tra le diverse sezioni della rete, e di trasformatori, che abbassano la tensione da valori superiori a 10.000 Volt fino ai livelli di media tensione.. Un ruolo essenziale è svolto dal quadro MT, che include interruttori sezionatori e dispositivi di protezione contro scariche atmosferiche, guasti e sovraccarichi, che permettono di

isolare la cabina dal resto della rete in caso di guasti o interventi di manutenzione, garantendo la sicurezza e la continuità del servizio. Un esempio è costituito dalle Bobine di Petersen utilizzate per la compensazione reattiva e per ridurre le correnti di guasto a terra, migliorando la stabilità della rete e minimizzando il rischio di sovraccarichi. Inoltre, le cabine primarie integrano tecnologie di telecontrollo e automazione per la gestione remota degli impianti, permettendo il monitoraggio in tempo reale delle condizioni operative, l'individuazione di guasti e l'esecuzione di operazioni di controllo senza necessità di intervento manuale.



Figura 5 - Cabina Primaria

impianti, permettendo il monitoraggio in tempo reale delle condizioni operative, l'individuazione di guasti e l'esecuzione di operazioni di controllo senza necessità di intervento manuale.

- **Linee in media tensione:** partono dalle cabine primarie/centri satellite e alimentano le cabine secondarie tramite un'infrastruttura complessa e capillare, fondamentale per la distribuzione dell'energia elettrica. Esse si caratterizzano per l'uso di tensioni generalmente di 20 o 15 kV, a seconda delle specifiche esigenze di alimentazione delle utenze e presentano diverse caratteristiche. La scelta della configurazione tra conduttore nudo, cavo interrato o cavo aereo è strettamente collegata alla conformazione del territorio che deve servire e alla necessità di integrare gli impianti nel paesaggio locale, minimizzando l'impatto visivo e ambientale. Le linee in media tensione, grazie alla magliatura della rete, svolgono un ruolo essenziale in termini di resilienza: in caso di disservizi o guasti, le utenze possono essere alimentate da impianti contigui, garantendo così una continuità del servizio e riducendo i tempi di interruzione.



Figura 6 - Linee MT

- **Cabine Secondarie:** convertono l'energia dalla media alla bassa tensione, rendendola accessibile per le utenze finali e, con la loro distribuzione capillare, permettono una copertura efficace delle diverse aree geografiche. Le cabine secondarie sono costituite essenzialmente da un quadro di media tensione dotato di interruttori sezionatori, che consentono di isolare la cabina dal resto della rete per effettuare interventi di manutenzione o in caso di emergenze, garantendo così la sicurezza operativa e la continuità del servizio. Un elemento cruciale delle cabine secondarie è il trasformatore, che riduce la tensione da 10.000 Volt o più, tipica delle linee di media tensione, fino ai 400 Volt necessari per i collegamenti in trifase. Questo processo di trasformazione è essenziale per fornire energia in modo sicuro ed efficiente a utenze residenziali, commerciali e industriali.



Figura 7 - Cabina Secondaria

Fanno parte dell'impianto anche sistemi di controllo sul lato della bassa tensione, apparecchiature di controllo e monitoraggio e sistemi di comunicazione, come i concentratori che raccolgono i dati criptati raccolti dagli smart meter e li rinviano al sistema di controllo centrale deputato alla misura dei singoli punti di prelievo. Questi sistemi di monitoraggio consentono, innanzitutto, una gestione dinamica dei flussi di energia: rispondendo in tempo reale alle variazioni nella domanda e nell'offerta di energia, si riducono i picchi di carico e si aumenta l'affidabilità della rete. Inoltre, grazie agli apparati di telecontrollo e automazione

presenti nelle cabine secondarie, è possibile identificare rapidamente anomalie e guasti, migliorando così la resilienza complessiva della rete: le cabine secondarie diventano quindi non solo punti di trasformazione e distribuzione, ma anche hub intelligenti all'interno della rete elettrica moderna, contribuendo attivamente alla transizione verso un sistema energetico più sostenibile e interconnesso.

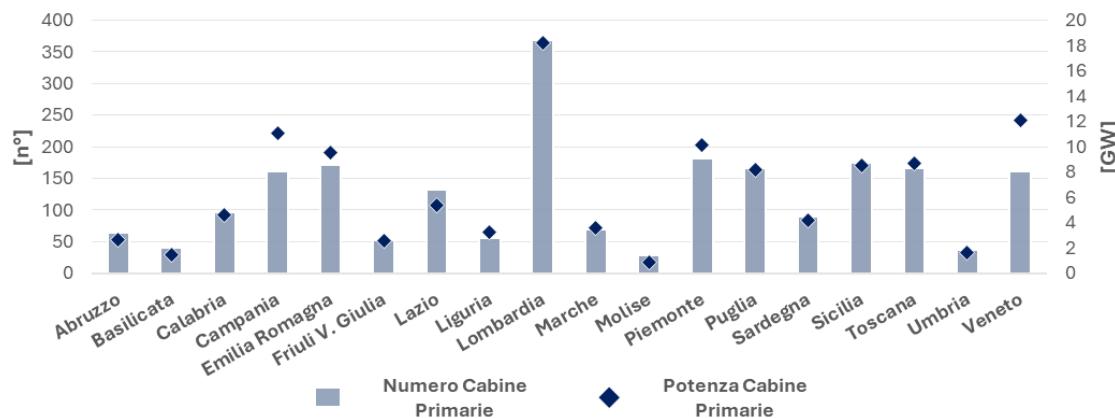
- **Linee in bassa tensione:** rappresentano l'ultimo livello della rete di distribuzione dell'energia elettrica, ovvero quello che porta l'elettricità agli utenti finali, come abitazioni, uffici, negozi e piccole industrie. Sono parte integrante del sistema di distribuzione e si estendono dal punto di trasformazione della media tensione (MT) fino ai punti di consumo. Le linee di bassa tensione operano tipicamente a una tensione nominale di 230 V (monofase) o 400 V (trifase), in accordo con gli standard europei. Questa tensione è sufficientemente sicura per l'uso domestico e industriale leggero, ma al contempo adeguata a garantire il funzionamento efficiente degli apparecchi elettrici. Le linee in bassa tensione possono essere aeree o interrate, inoltre sono protette da interruttori automatici, fusibili e messa a terra. La rete BT può essere radiale (tipologia più semplice) o a maglia garantendo maggiore affidabilità.

Nella seguente tabella è riportato l'andamento storico delle consistenze di rete di E-Distribuzione per gli anni dal 2020 al 2024:

Asset	Udm	2020	2021	2022	2023	2024 <sup>5</sup>
<b>Linee AT</b>	[km]	19	19	19	19	19
<b>Linee MT</b>	[km]	357.860	359.783	361.775	363.734	366.720
<b>Linee BT</b>	[km]	802.041	802.764	803.337	803.479	803.619
<b>Cabine Primarie</b>	[N.] <sup>4</sup>	2.198	2.204	2.198	2.209	2.220
	[MVA]	108.482	109.849	111.780	113.574	116.630
<b>Cabine Secondarie</b>	[N.]	447.361	448.864	450.477	452.505	454.632
	[MVA]	85.079	86.191	87.386	89.243	91.097
<b>Centri Satellite</b>	[N.]	553	559	584	601	582

Tabella 1 - Andamento storico consistenze reti di E-Distribuzione tra il 2020 e il 2024

Nei seguenti grafici vengono rappresentate le principali consistenze della rete di E-Distribuzione a livello nazionale e regionale, aggiornate al 31-12-2024.



**2.220 Cabine Primarie** (3.756 trasformatori AT/MT)

**117 GVA** (Trasformazione AT/MT)

Figura 8 - Consistenze Cabine Primarie

<sup>4</sup> Numero comprensivo delle Consegne AT

<sup>5</sup> Le consistenze del 2024 comprendono gli impianti oggetto di cessione ad altro distributore avvenuta a fine anno

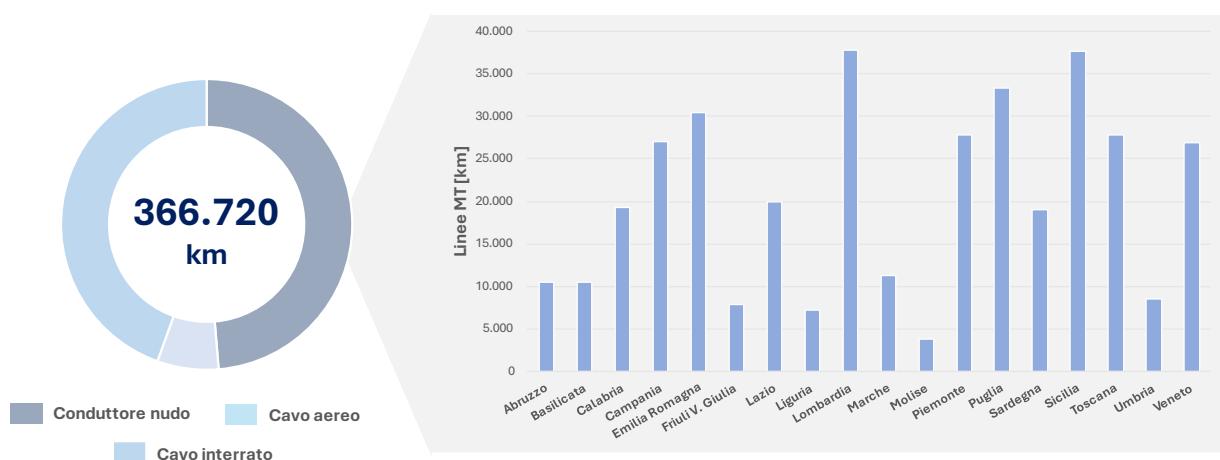


Figura 9 - Consistenze Rete MT

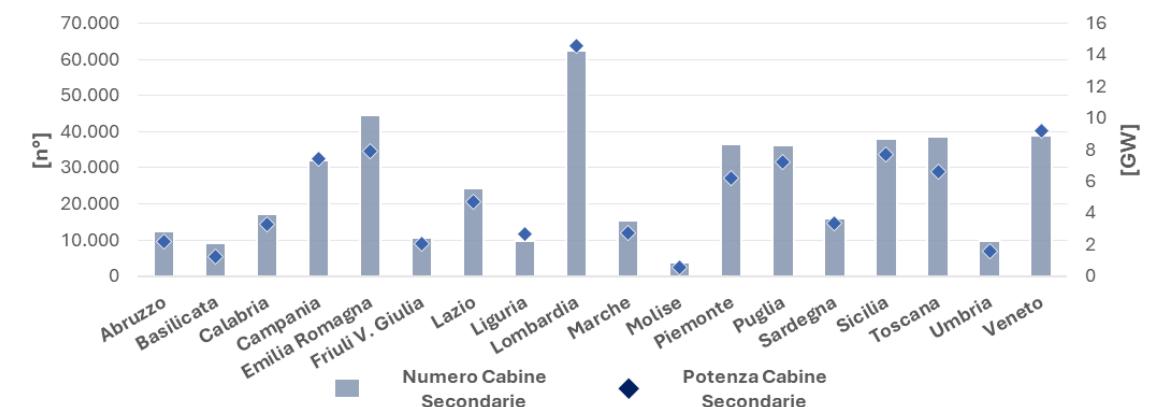
**454.632 Cabine Secondarie** (392.377 trasformatori MT/BT)**91 GVA** (Trasformazione MT/BT)

Figura 10 - Consistenze Cabine Secondarie

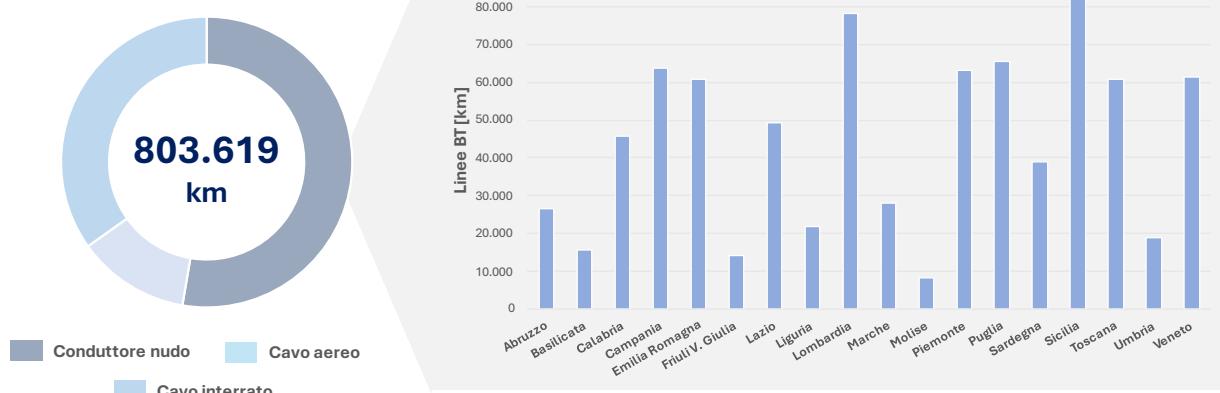


Figura 11 - Consistenze Rete BT



# STATO DELLA RETE

E-Distribuzione guida la trasformazione del sistema elettrico verso le smart grid rendendo il sistema flessibile, resiliente e sempre più digitalizzato.

La rete elettrica di distribuzione sta attraversando una fase di trasformazione significativa, evolvendo da un'infrastruttura tradizionalmente passiva a un sistema sempre più dinamico e intelligente. Questo capitolo analizza lo stato attuale della rete di E-Distribuzione in termini di connessioni e adeguamento al carico, qualità del servizio e resilienza della rete. Inoltre, viene esplorato il ruolo crescente delle smart grid, capaci di ottimizzare la gestione dell'energia attraverso l'uso di tecnologie avanzate e sistemi di controllo in tempo reale. Infine, si affronta il tema della flessibilità della rete, con un focus sul progetto pilota "Edge" in corso.

## 5.1 Connessioni e adeguamento al carico

L'elettrificazione dei consumi elettrici ha un forte impatto sulle richieste di connessione di consumatori passivi. Allo stesso tempo l'incremento della generazione distribuita, favorito dalla diffusione di impianti da fonti rinnovabili e dall'integrazione di sistemi di accumulo, sta modificando profondamente il comportamento della rete di distribuzione. L'inversione dei flussi di energia tra livelli di tensione e la saturazione di alcune porzioni della rete richiedono verifiche tecniche più complesse e soluzioni di connessione sempre più articolate, con necessità anche di coordinamento con differenti stakeholder.

Questa evoluzione sta determinando il passaggio da una rete tradizionalmente passiva a una "rete attiva", in cui la gestione dinamica e bidirezionale dei flussi di energia diventa essenziale per garantire la sicurezza e la stabilità del sistema elettrico. Questo paragrafo approfondisce l'andamento delle connessioni alla rete, il loro impatto sulle infrastrutture esistenti e le strategie adottate per ottimizzare l'integrazione della generazione distribuita.

### 5.1.1 Connessioni passive

Le connessioni passive continuano a svolgere un ruolo fondamentale nell'attività di E-Distribuzione. Queste connessioni, che tradizionalmente coinvolgono utenze domestiche, commerciali e industriali, richiedono un'attenzione particolare per quanto riguarda la gestione dei flussi di energia e la capacità delle infrastrutture esistenti.

L'andamento complessivo delle connessioni dei clienti passivi alla rete di distribuzione può essere interpretato, in termini di numero e potenza, come risultante di due fenomeni:

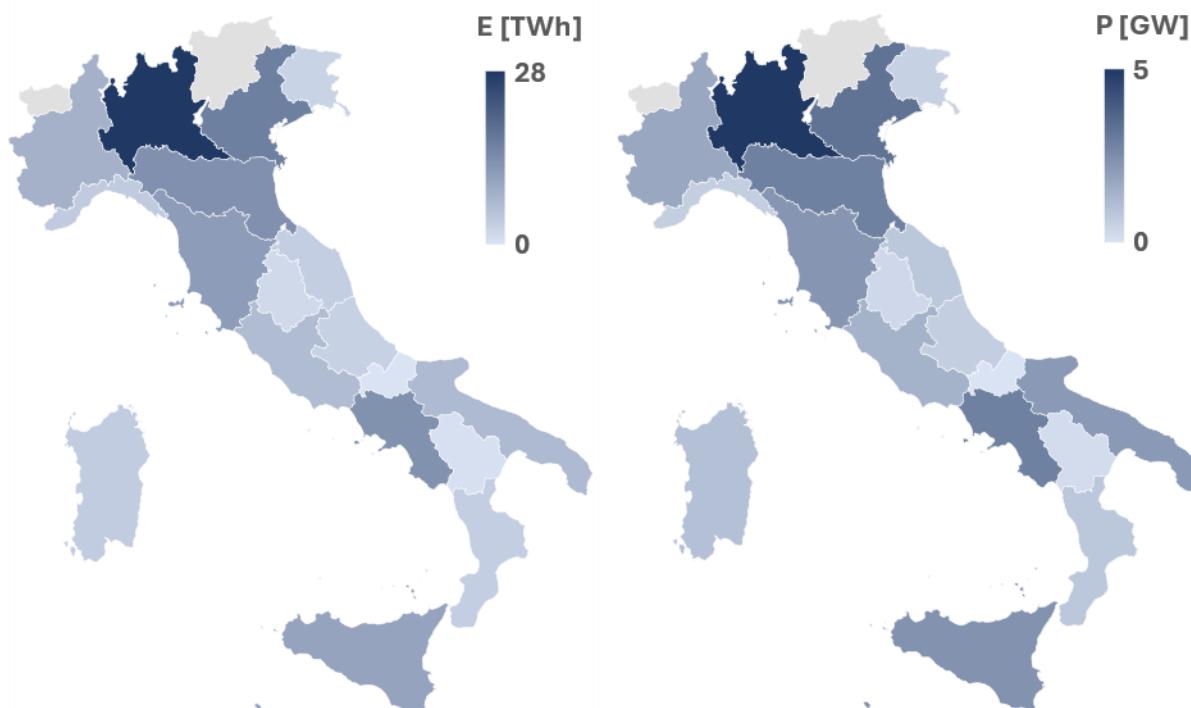
- il primo, generale, legato alle dinamiche di sviluppo complessive dell'economia nazionale;
- il secondo, specifico di settore, legato all'aumento dell'elettrificazione dei consumi, ovvero al progressivo spostamento dei fabbisogni energetici di processi industriali, attività umane e servizi da non elettrici ad elettrici.

La tendenza complessiva presenta una maggiore regolarità quanto più il settore vive una fase di stabilità macroeconomica e di maturità delle tecnologie che favoriscono la penetrazione elettrica. Infatti, ad una condizione di maturità del settore corrisponde anche una sostanziale stabilità del mix delle richieste di connessione e della sua suddivisione in richieste di tipo residenziale, artigianale o commerciale, per insediamenti produttivi, per terziario e servizi.

Al fine di comprendere il trend delle connessioni passive è utile considerare i valori di potenza aggiuntiva resa disponibile da E-Distribuzione per gli utenti negli anni 2023 e 2024: a livello nazionale si osserva un incremento di 2,6 GW per il 2023 e di 3,6 GW per il 2024.

L'incremento del numero delle connessioni passive e della potenza totale venduta influisce in maniera diretta sulla quantità di energia totale transitante nelle Cabine Primarie di E-Distribuzione e sui valori di potenza massima contemporanea in esse registrati.

I valori di queste due grandezze, relativi all'anno 2023, sono rappresentati, a livello regionale, nelle seguenti figure.



**Figura 12 - Distribuzione territoriale dei valori di energia e potenza massima registrati sulle Cabine Primarie di E-Distribuzione nel 2023**

Per l'anno 2023, E-Distribuzione ha distribuito tramite le proprie reti 213,6 TWh di energia (223,2 TWh nel 2022). A livello nazionale la domanda di energia elettrica nel 2023 è stata invece pari a circa 306 TWh rispetto ai 315 TWh dell'anno precedente. La massima potenza prelevata nel 2023 è stata pari a 33,1 GW.

### 5.1.2 Cold Ironing

Un'iniziativa in corso finalizzata alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, NOx e polveri sottili, nonché volta alla diminuzione dell'inquinamento acustico nelle aree portuali riguarda il cosiddetto Cold Ironing, ossia quel sistema che consente il collegamento elettrico delle navi alla banchina permettendo di spegnere i generatori ausiliari a combustibile fossile per alimentare i propri servizi di bordo. Il tutto sfruttando l'energia elettrica immessa in rete tramite gli impianti di produzione da fonti rinnovabili.

In Italia, tale iniziativa si inserisce in un contesto più ampio, denominato "Porti Verdi", che prevede interventi in materia di energia rinnovabile ed efficienza energetica nei porti finanziati dal PNRR (a titolo esemplificativo: acquisto di veicoli e imbarcazioni di servizio a emissioni zero, conversione dei mezzi a combustibile fossile, installazione di colonnine di ricarica elettrica, efficientamento energetico degli edifici portuali e rinnovamento degli impianti di illuminazione pubblica).

Al 2024, sulla rete di E-Distribuzione, sono pervenute oltre 50 richieste di connessione per un totale di circa 580 MW, di cui circa il 40% su rete MT/BT e il resto su AT. Di queste, i preventivi accettati corrispondono a circa 350 MW su tutti i livelli di tensione.

In attuazione della riforma PNRR "Semplificazione delle procedure di autorizzazione per gli impianti di cold ironing", gli impianti oggetto di intervento beneficiano di un regime autorizzativo semplificato i cui tempi per la conclusione del procedimento sono contingentati a 120 giorni (o in alternativa a 180 in caso di procedimento di VIA o verifica di assoggettabilità sul progetto di fattibilità tecnico-economica), come previsto dall'art. 33 del d.l. n. 36/2022.

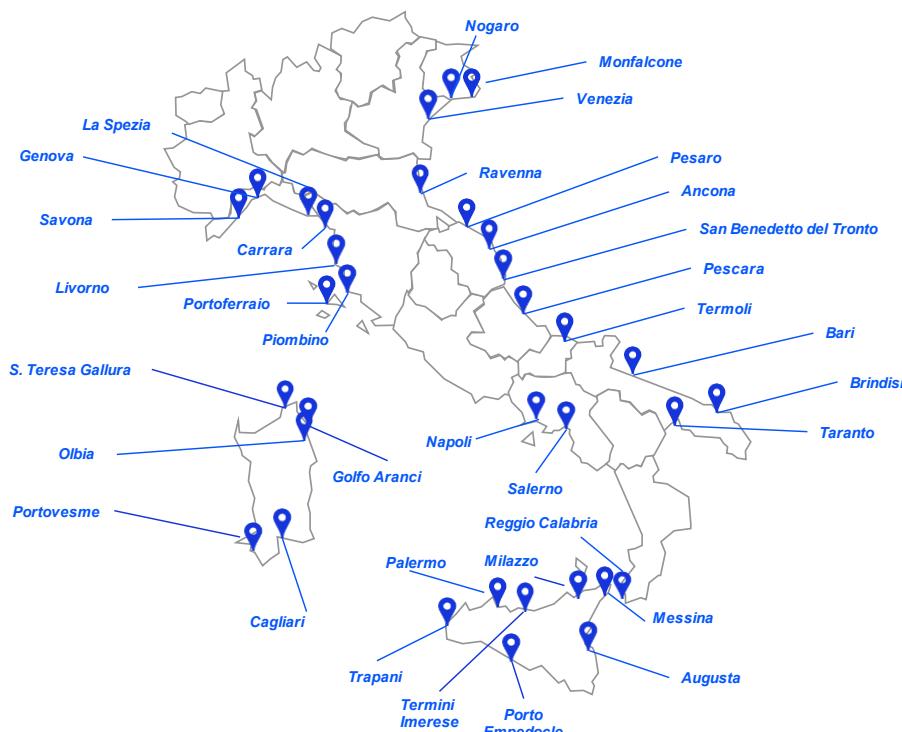


Figura 13 - Principali porti con cui E-Distribuzione è in interlocuzione per lo sviluppo di progetti di Cold Ironing

### 5.1.3 Connessioni attive

Le connessioni attive, impattate dalla diffusione degli impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili e dall'integrazione con i sistemi di accumulo, assumono un ruolo sempre più rilevante nel contesto della rete di distribuzione e nella definizione di una gestione dinamica dei flussi.

Partendo dai volumi delle connessioni di clienti produttori, sia in termini di numero che di potenza, questi hanno mostrato gradienti di crescita elevati a partire dal 2007, raggiungendo un picco assoluto nel 2011. Successivamente, si è verificato un calo negli anni successivi, seguito da una crescita esponenziale nel 2022 e un trend positivo nel 2023. Nel 2024, il trend relativo al numero di connessioni è tornato in calo dopo anni di crescita, anche a causa della fine delle agevolazioni fiscali disciplinate dall'articolo 119 del decreto-legge n. 34/2020 (c.d. Superbonus), riducendo il numero di connessioni in bassa tensione. Tuttavia, la potenza complessivamente connessa ha continuato a seguire il trend di crescita degli ultimi anni grazie all'aumento della potenza connessa in media tensione.

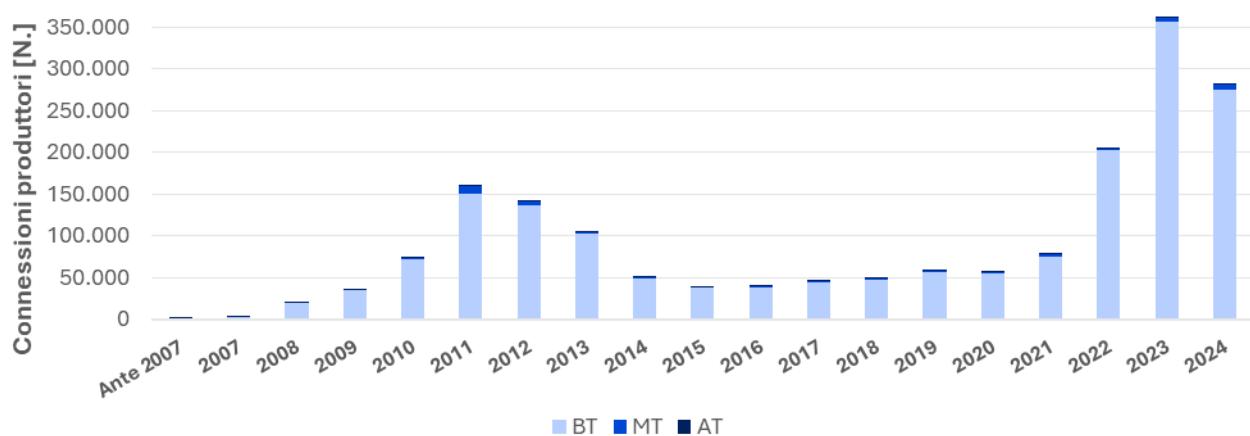


Figura 14 – Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali

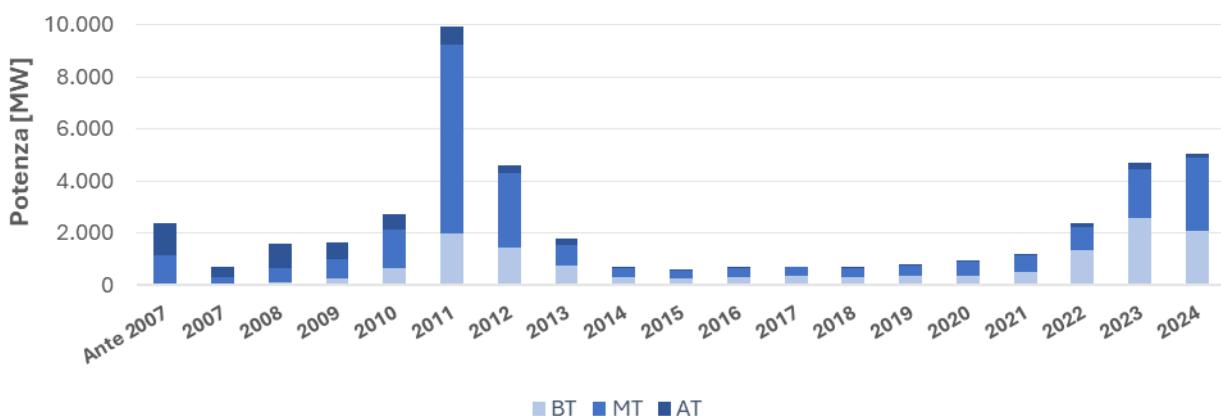


Figura 15 - Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali

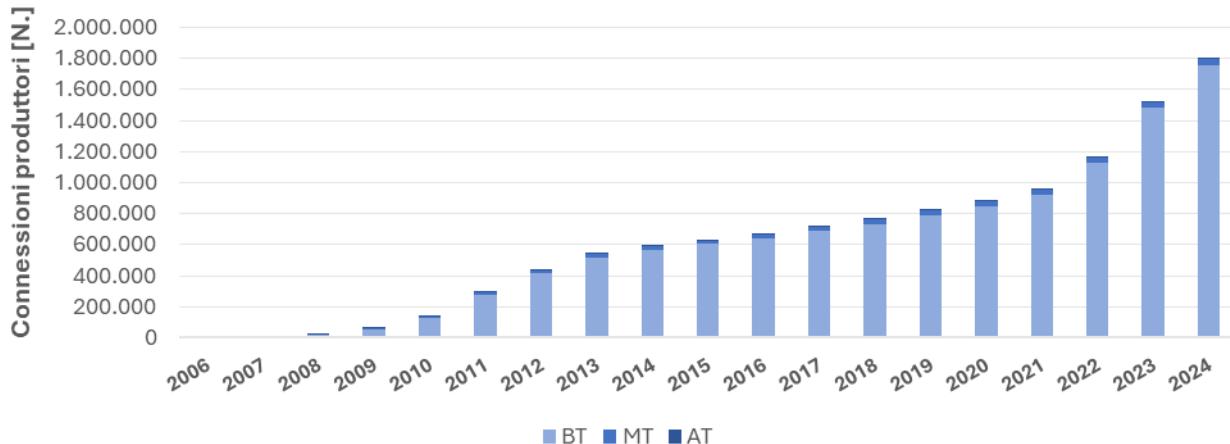


Figura 16 - Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati

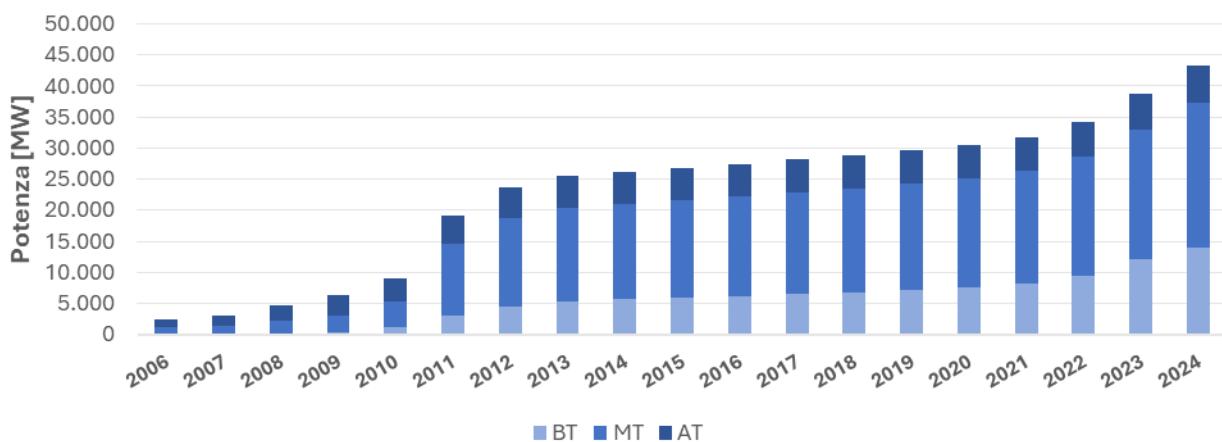
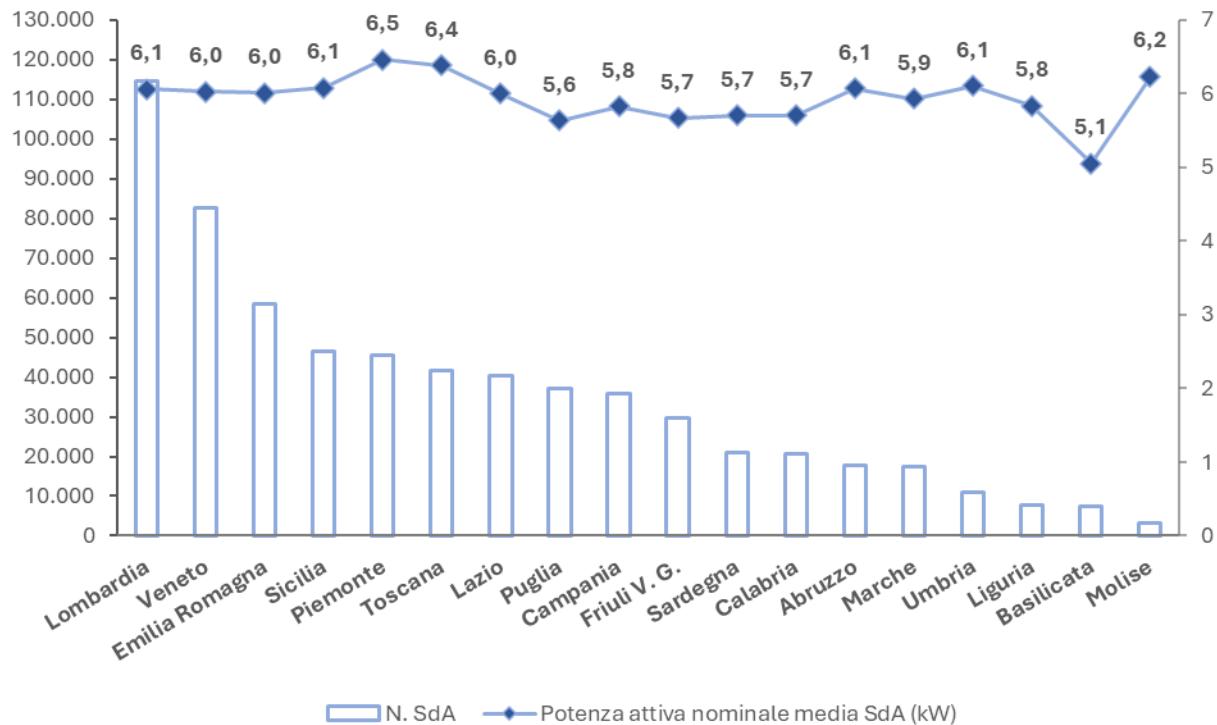


Figura 17 - Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati

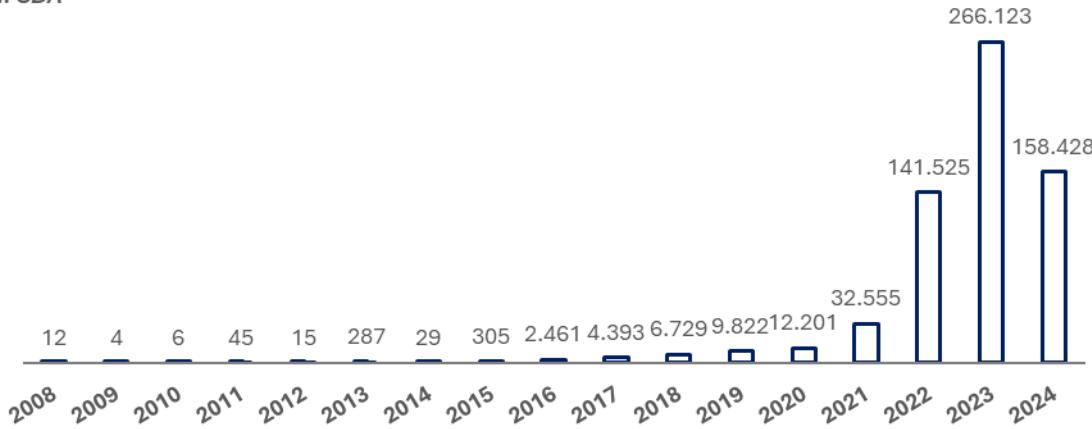
In aggiunta a quanto sopra, a seguito del progressivo consolidamento del quadro regolatorio e della normativa tecnica riguardanti i sistemi di accumulo, il sistema elettrico sta evolvendo verso una crescente diffusione di impianti di generazione da fonti energetiche rinnovabili integrati con sistemi di accumulo (prosumer storage) e di sistemi di accumulo stand-alone, anche grazie alle detrazioni fiscali relative alle ristrutturazioni edilizie e alla progressiva riduzione dei costi di installazione.

Di seguito si riporta il grafico relativo al numero di installazioni ed alla potenza media dei sistemi di accumulo, connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione.



**Figura 18 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione ed alla loro potenza media (fonte Terna)**

**Udm: n. SDA**

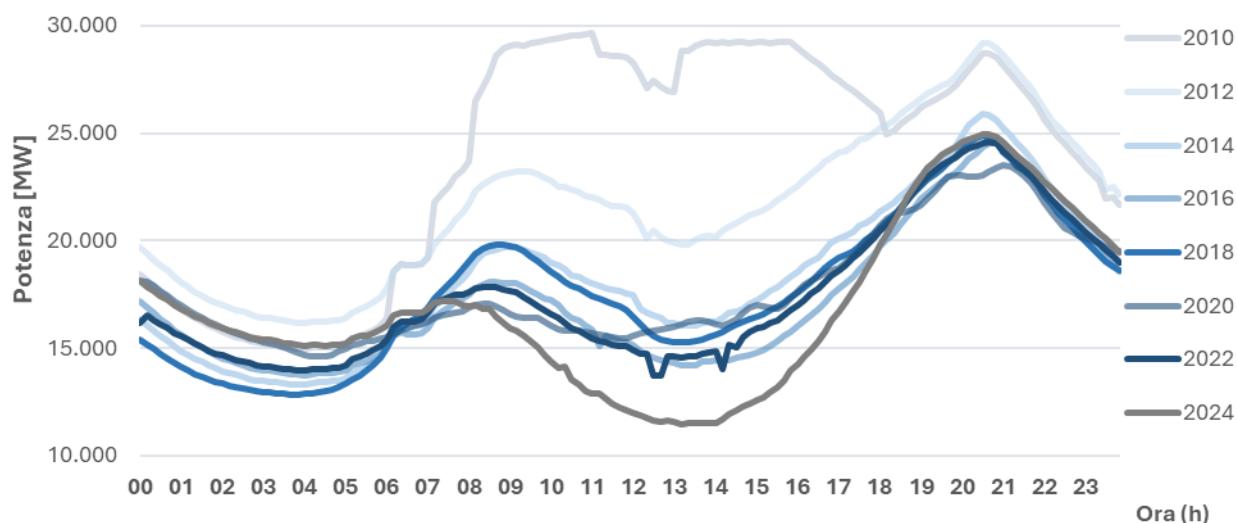


**Figura 19 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo attivati nel corso degli anni alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione**

La diffusione della generazione distribuita ha un forte impatto sul sistema elettrico: la presenza di impianti di produzione connessi in media e bassa tensione ha determinato una rapida evoluzione del comportamento delle reti di distribuzione facendo sì che per alcune sezioni di trasformazione AT/MT e/o MT/BT l'energia risalga dal livello di tensione inferiore a quello superiore. Ciò comporta, tra l'altro, verifiche di rete più complesse, ai fini della definizione di nuove soluzioni di connessione.

L'impatto crescente della generazione distribuita implica sempre più un'evoluzione rispetto ad una configurazione tradizionale, caratterizzata da un flusso unidirezionale di potenza dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) a quella di distribuzione, verso un modello più complesso, dove risulta sempre più importante considerare la bidirezionalità dei flussi di energia e la variabilità e non programmabilità di essi.

La progressiva evoluzione della rete di distribuzione in “rete attiva” risulta evidente dall’andamento dei flussi di energia nei punti di scambio tra la Rete di Trasmissione Nazionale e la rete di distribuzione: nel grafico seguente è rappresentato il confronto, negli anni dal 2010 al 2024, dell’andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete di E-Distribuzione, in un giorno feriale tipo del mese di agosto nei diversi anni. Il grafico evidenzia come il flusso netto di potenza dalla RTN verso la rete di E-Distribuzione sia progressivamente diminuito nei periodi di massimo irraggiamento solare (ore di picco), a causa della crescente immissione di energia da fonti rinnovabili distribuite.



**Figura 20 - Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione**

Tale evoluzione della rete di distribuzione risulta altresì evidente se si considerano i dati relativi alle sezioni AT/MT di E-Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione del flusso di energia verso la RTN. Nella seguente figura sono riportati i dati di dettaglio a riguardo.

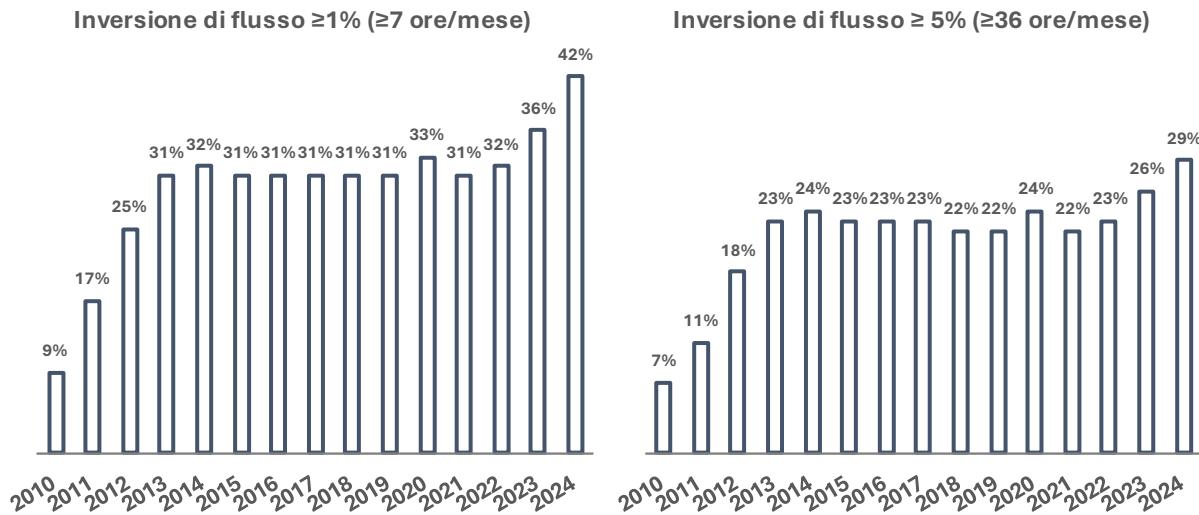


Figura 21 - Sezioni AT/MT di E-Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia verso la RTN

Nel complesso, la percentuale di sezioni AT/MT operanti in condizione di inversione di flusso è aumentata, con riferimento alla durata del flusso inverso, come di seguito descritto:

- dal 9% dell'anno 2010 al 42% dell'anno 2024, per un tempo di inversione di flusso di almeno 7 ore mensili;
- dal 7% dell'anno 2010 al 29% dell'anno 2024, per un tempo di inversione di flusso di almeno 36 ore mensili.

La crescente diffusione della generazione distribuita non programmabile, unita alla progressiva riduzione della potenza regolante, ha reso necessaria l'adozione di provvedimenti tecnici e regolatori per garantire la sicurezza e stabilità del sistema elettrico nazionale.

In particolare, la Delibera n.84/2012/R/eel di ARERA, successivamente integrata dalle Delibere n.165/2012/R/eel, n.344/2012/R/eel, n.562/2012/R/eel e n.613/2016/E/eel, ha imposto il rispetto dell'Allegato A70 del Codice di rete di Terna nonché delle Norme CEI 0-16 e 0-21 con le relative tempistiche, introducendo nuove prescrizioni per assoggettare ai servizi di rete la generazione distribuita. Inoltre, con la definitiva attuazione del regolamento RfG (Requirement for Generators) UE 2016/631 e con la pubblicazione della delibera ARERA 149/2019/R/EEL, gli impianti di produzione connessi dopo il 21 dicembre 2019 dovranno essere adeguati alle ultime edizioni delle norme tecniche CEI 0-16 e CEI 0-21.

Tuttavia, l'implementazione di tali prescrizioni introduce un rischio crescente di formazione di “isola indesiderata” sulla rete di distribuzione, creando porzioni di rete con impianti di generazione distribuita, elettricamente isolate dal resto del sistema elettrico ma che alimentano i carichi locali, con il rischio di compromettere la stabilità dell'intero sistema. Per mitigare questo fenomeno, si rende necessario individuare tempestivamente la porzione di rete e attivare interventi tecnici mirati su di essa.

In alcune aree nazionali, un elevato numero di richieste di connessione contribuisce già oggi a determinare condizioni di saturazione della rete. Tali fenomeni sono particolarmente evidenti soprattutto in alcuni contesti territoriali caratterizzati da condizioni ambientali, orografiche e climatiche favorevoli alla diffusione della generazione da fonti rinnovabili.

Secondo il Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), i gestori di rete hanno l'obbligo di pubblicare indicazioni qualitative aggiornate riguardo la disponibilità della capacità di rete, classificando le aree territoriali per livelli di criticità. Questo obbligo mira a fornire trasparenza sulla disponibilità della capacità di rete e a facilitare la pianificazione delle connessioni da parte dei clienti.

E-Distribuzione rende così disponibile, sulla propria [pagina Web](#), una mappa interattiva che permette di visualizzare il grado di saturazione della rete a livello di singola sezione AT/MT di Cabina Primaria, tenendo conto della potenza di carico minima, della potenza degli impianti di generazione connessi e delle richieste di connessione in corso di validità. L'obiettivo è quello di fornire ai clienti che desiderano connettere impianti di produzione alla rete di distribuzione tutte le informazioni necessarie: oltre al livello di criticità dell'area provinciale di interesse (rossa, arancione, gialla o bianche), è possibile consultare anche l'elenco dei comuni critici e quello delle sezioni AT/MT con inversione del flusso di energia.

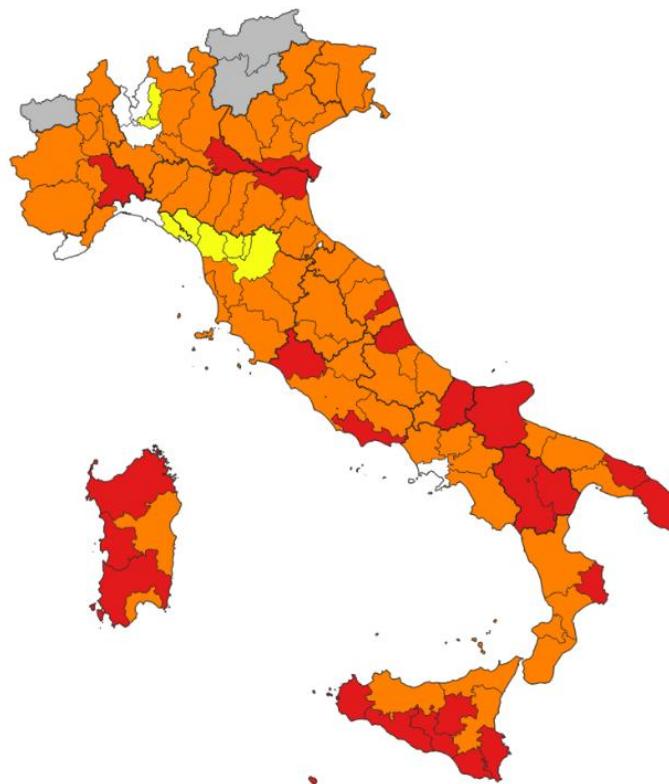


Figura 22 - Mappa delle Aree Critiche (dicembre 2024)

Per l'individuazione della soluzione di connessione al minimo tecnico vengono fatte considerazioni in merito sia ai preventivi di allacciamento di nuovi impianti di produzione già accettati dai richiedenti, sia alle connessioni già attivate o in corso di realizzazione. Se l'area della connessione risulta critica, la soluzione può includere differenti tipologie di interventi sulla rete, al fine di garantire l'integrazione dei nuovi impianti di produzione, quali:

- Potenziamento della rete MT esistente e/o realizzazione di nuova rete MT, per ridistribuire i carichi;
- Potenziamento delle Cabine Primarie e/o realizzazione di Nuove Cabine Primarie, per evitare situazioni di congestione e migliorare la gestione della rete.

## 5.2 Qualità del servizio

La qualità del servizio prevede tre dimensioni: la qualità commerciale, la continuità del servizio e la qualità della tensione. Per continuità del servizio si intende l'erogazione regolare e senza interruzioni del medesimo servizio che viene meno quando si verificano sospensioni nella fornitura, che possono essere programmate o non programmate.

A partire dall'anno 2000, l'ARERA ha introdotto livelli standard di continuità del servizio per monitorare la qualità fornita ai clienti. Gli indicatori utilizzati per misurare le performance degli operatori consistono nella durata delle interruzioni lunghe (DIL), ovvero superiori a 3 minuti, e nel numero delle interruzioni lunghe e brevi (NILB), ovvero di durata superiore ad un secondo. L'ARERA ha fissato i cosiddetti "livelli obiettivo" di continuità del servizio che variano a seconda di determinate porzione di rete, definite ambiti territoriali, di competenza dei diversi distributori.

In virtù di tale meccanismo, orientato al miglioramento, gli esercenti che non riescono a rispettare gli obiettivi annuali fissati da ARERA devono versare penalità, calcolate in funzione della differenza tra il livello raggiunto e l'obiettivo assegnato. Per gli esercenti che invece ottengono miglioramenti superiori a quanto stabilito, sono previsti riconoscimenti economici calcolati analogamente a quanto avviene per le penali.

### 5.2.1 Il semiperiodo regolatorio 2024-2027

A differenza della precedente regolazione, i livelli di partenza per il periodo 2024-2025 degli indicatori D1 e N1 (corrispondenti rispettivamente agli indicatori DIL e NILB) vengono definiti, per ogni ambito territoriale, pari alla media aritmetica dei livelli effettivi dell'indicatore DIL/NILB negli anni 2020-2023 per il medesimo ambito territoriale, arrotondata alla seconda cifra decimale. Le performance di tutti gli ambiti, inclusi quelli degli altri distributori, concorrono a creare un ordinamento di virtuosità (ambiti migliori, intermedi, peggiori) che ha un impatto diretto nella determinazione dei nuovi livelli obiettivo che gli ambiti dovranno raggiungere nel periodo compreso tra il 2024 e il 2027.

In riferimento alla determinazione dei livelli obiettivo per l'anno 2024:

- Per il DIL sono pari al 95% del rispettivo livello di partenza per 1/3 degli ambiti territoriali che rientrano tra quelli con peggiori livelli di partenza, per i restanti 2/3 al 100% del livello di partenza per il medesimo ambito territoriale;
- Per il NILB sono pari al 90% del rispettivo livello di partenza per 1/3 degli ambiti territoriali con peggiori livelli di partenza; al 95% del rispettivo livello di partenza per 1/3 degli ambiti territoriali con livelli di partenza intermedi; al 100% del rispettivo livello di partenza per 1/3 degli ambiti territoriali con livelli di partenza migliori.

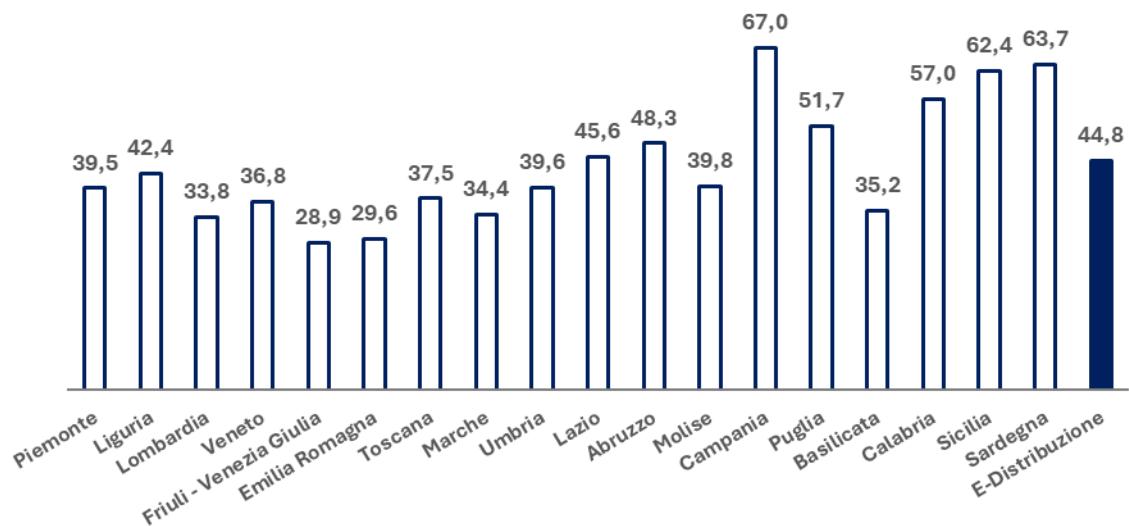
Inoltre, a partire dal 2024 e in conformità alla menzionata Delibera, E-Distribuzione si è avvalsa dell'esclusione degli eventi dovuti alle "cause esterne" dagli indicatori DIL/NILB.

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

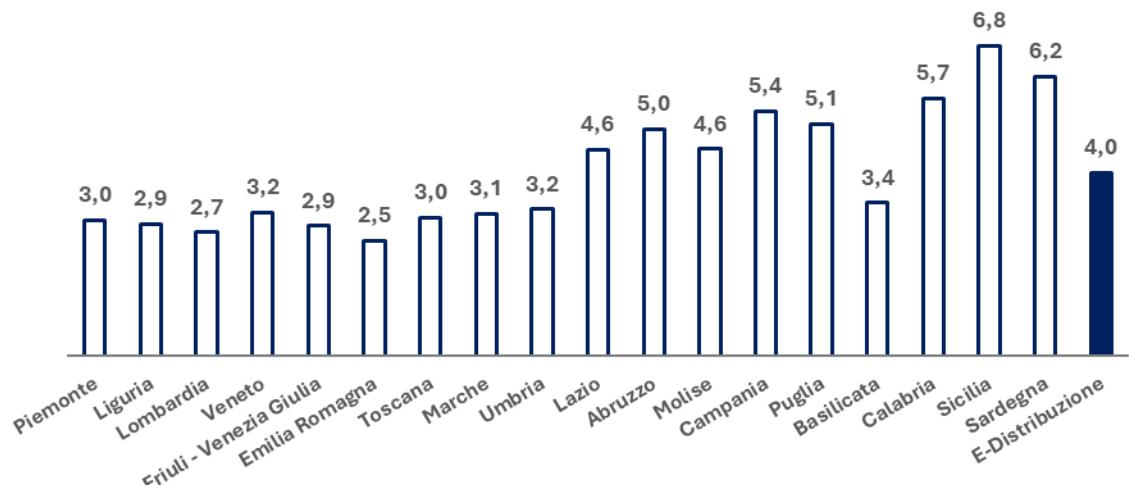
Nei seguenti grafici sono rappresentati i valori degli indicatori della qualità del servizio per l'anno 2024, con il dettaglio a livello regionale.

**Durata Cumulata Annua [min/Cliente BT]**



**Figura 23 - Indicatori della qualità del servizio 2024: durata cumulata annua interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT per regione**

**Numero medio Interruzioni Lunghe e Brevi [Int/Cliente BT]**



**Figura 24 - Indicatori della qualità del servizio 2024: numero medio annuo interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente BT per regione**

## 5.3 Resilienza della rete elettrica

Il tema della resilienza della rete elettrica, visto il verificarsi di eventi climatici sempre più estremi e frequenti, sta assumendo un ruolo ulteriormente centrale per i distributori che sono chiamati ad utilizzare tecnologie e strategie ancora più all'avanguardia per garantire stabilità ed affidabilità del sistema elettrico e un servizio continuo ed efficiente.

Con il termine “resilienza della rete” si intende la capacità di resistere a forti sollecitazioni esterne dovute principalmente a fenomeni climatici estremi. Per adempiere a questo scopo, E-Distribuzione sta evolvendo i criteri tradizionalmente adottati e applicati per la pianificazione degli interventi e la gestione delle reti elettriche.

Inoltre, l'affidabilità del sistema elettrico, ovvero la sua capacità di far fronte a guasti accidentali singoli senza violazioni dei limiti operativi di frequenza e tensione sulla rete elettrica, deve conseguentemente essere integrata includendo degli ulteriori fattori di rischio climatico.

In accordo con le Linee Guida pubblicate da E.DSO, la principale associazione che rappresenta i distributori di energia elettrica europei presso le istituzioni comunitarie, la capacità della rete elettrica di distribuzione di garantire la necessaria resilienza dipende una sua gestione conforme alle così dette “4 R”:

- **Risk prevention** (prevenzione dei rischi), mediante azioni in grado di minimizzare la probabilità di accadimento degli effetti negativi conseguenti ad eventi meteo estremi;
- **Readiness** (prontezza), mediante azioni per aumentare la capacità di previsione e monitoraggio della rete in condizioni metereologiche estreme, anche collaborando con altre imprese di pubblica utilità e con le istituzioni;
- **Response** (risposta), tramite la pianificazione, esecuzione e comunicazione delle attività sul campo. L'interazione con i cittadini risulta infatti cruciale ed è fondamentale per il buon esito delle azioni messe in atto dalle imprese distributrici;
- **Recovery** (ripristino), capacità della rete elettrica di distribuzione di tornare rapidamente in condizioni di funzionamento ordinarie, nei casi in cui l'evento meteo estremo abbia comunque determinato interruzioni del servizio nonostante tutte le misure di incremento della resilienza adottate.

### 5.3.1 Principali fattori di rischio

Gli eventi da considerare nell'analisi della resilienza della rete elettrica sono quelli che causano disservizi molto estesi in termini di durata e rete coinvolta. Questi eventi sono noti come *High Impact Low Probability* (HILP).

Analizzando le principali cause di guasto legate ad eventi climatici estremi per la rete elettrica di E-Distribuzione, si nota che, quelle con maggiore impatto sono:

- **Neve e ghiaccio:** formazione di manicotti di ghiaccio sui conduttori;
- **Tempeste di vento:** caduta di alberi e danni alle linee aeree;
- **Ondate di calore:** stress termico sui cavi interrati.

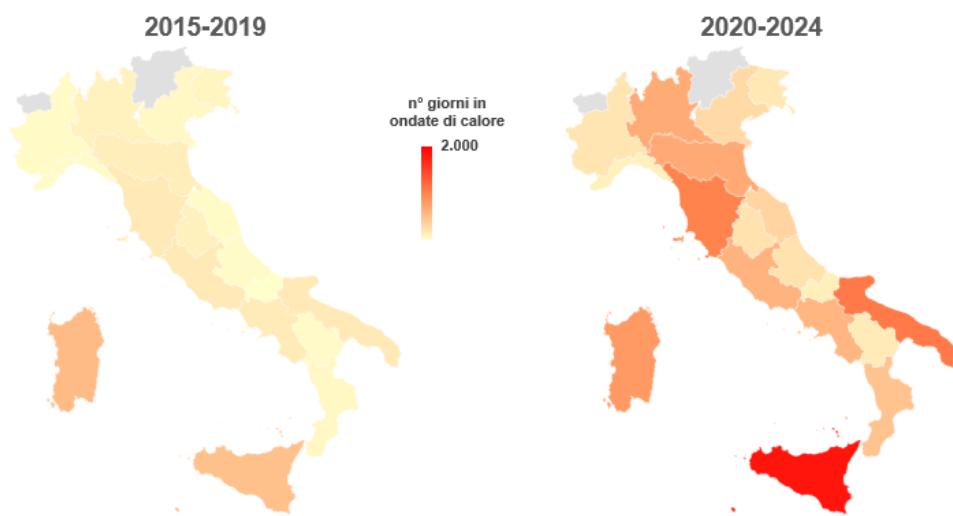
Altri fattori di rischio sono rappresentati da eventi legati a piogge intense e conseguenti esondazioni e allagamenti e rischio sismico.

Le interruzioni legate a queste tipologie di fenomeni sono particolarmente rilevanti per le diverse tipologie di utenze servite da E-Distribuzione. In particolare, negli ultimi anni le reti di E-Distribuzione sono state largamente impattate da forti precipitazioni nevose, accompagnate spesso da forte vento e mareggiate lungo le coste nei periodi invernali e da ondate di calore nei mesi estivi.

Per quanto riguarda gli eventi meteo dei mesi invernali, forti precipitazioni nevose, anche a quote medio-basse, possono comportare la formazione di manicotti di ghiaccio attorno ai conduttori delle linee aeree di distribuzione, provocando carichi meccanici di molto superiori alle caratteristiche progettuali previste dalla normativa tecnica, con conseguente rottura dei conduttori. Tale fenomeno si verifica soprattutto nel caso di formazione di neve umida (o neve collante o wet snow) abbinata a particolari condizioni di vento, temperatura e umidità.

Sempre nei mesi invernali, si registra un notevole incremento dei guasti ai conduttori aerei causati da raffiche di vento di particolare intensità,. Anche in questo caso è possibile la rottura dei conduttori, considerando che l'azione diretta del vento è spesso accompagnata da altri fattori critici, quali la caduta d'alberi ad alto fusto sulle linee aeree, ingenti precipitazioni, esondazioni e frane.

Durante i mesi estivi, diventano sempre più frequenti e intense le ondate di calore, caratterizzate da temperature elevate e prolungate che interessano territori estesi, le quali rappresentano una sfida significativa per l'integrità delle reti elettriche, soprattutto nei tratti interrati: fenomeni estremi di questa tipologia possono infatti compromettere l'integrità di materiali e componenti elettrici, accelerandone il deterioramento e aumentando quindi il rischio di guasti multipli e disservizi prolungati e diffusi. Infatti, l'aumento della temperatura unito ad una scarsa escursione termica tra il giorno e la notte e alle condizioni del terreno, tipicamente secco per la piovosità scarsa o nulla, determinano un aumento della resistenza dei cavi e delle perdite rendendo più difficile la dissipazione del calore prodotto, impattando negativamente la portata dei cavi. Alle condizioni del meteo e del terreno si aggiunge generalmente un contestuale forte incremento del carico (picco di potenza e dei consumi) che determinano il superamento dei parametri progettuali previsti dalla Norma CEI 11-17, con conseguente aumento dei guasti.



Tali eventi confermano gli effetti del cambiamento climatico in atto e la conseguente necessità di predisporre e realizzare piani di intervento consistenti per incrementare la resilienza del sistema elettrico nel suo complesso e, nel caso specifico, della rete di distribuzione.

### 5.3.2 Piani resilienza

Per ridurre il rischio legato agli eventi HILP, E-Distribuzione ha sviluppato negli anni piani di resilienza con interventi specifici:

- a partire dal 2018, sono stati introdotti interventi volti a mitigare il rischio relativo al mancotto di ghiaccio e alle ondate di calore;
- a partire dal 2020, sono stati introdotti anche interventi per mitigare il rischio di tempeste di vento e caduta alberi.

Questi piani si basano su indici di rischio distinti per ciascun fenomeno meteorologico, poiché ogni evento richiede analisi e modelli metodologici specifici e non direttamente confrontabili.

#### *Ondate di calore*

In particolare, per il fenomeno relativo all'ondata di calore, è fondamentale svolgere analisi preventive per identificare le aree più vulnerabili della rete, quali quelle soggette a stress termico elevato. Queste analisi integrano dati storici e proiezioni future per individuare sia i rischi associati a diversi scenari climatici che le aree della rete più esposte. I criteri utilizzati per la selezione degli interventi sulla rete mirano a identificare le tratte prioritarie su cui intervenire al fine di evitare e/o mitigare gli effetti dei futuri scenari emergenziali da ondate di calore.

Gli interventi sono concentrati sulle parti di rete che risultano inadeguate a far fronte alle condizioni di carico eccezionali determinate dagli eventi estremi suddetti, e che sono maggiormente soggette sia ai guasti storici che a quelli prospettici. Sono prioritari gli interventi sulle parti di rete che danno maggiore contributo sistemico, ovvero tipicamente i rami in dorsale.

Gli interventi necessari a prevenire interruzioni prolungate ed estese, ovvero il rischio di blackout locali, necessitano di lavori tali da raggiungere il mix ottimale tra le due seguenti macrocategorie:

- **Resilienza tecnologica:** interventi di potenziamento della rete mediante l'utilizzo di componenti intrinsecamente resistenti, al fine di adeguare la rete esistente per far fronte alle condizioni di carico eccezionali che caratterizzano i fenomeni estremi di ondate di calore sopra descritti;
- **Resilienza sistematica:** interventi mirati di aumento del grado di contro-alimentabilità della rete MT.

In particolare, tramite l'utilizzo di dati di scenario provenienti da modelli climatici di lungo termine, è possibile calcolare indicatori di ondate di calore per comprendere come questo fenomeno si svilupperà nel futuro.

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 (2020-2050). Per descrivere la variazione di intensità e frequenza delle ondate di calore sono stati utilizzati dati di proiezione climatica costituiti da un insieme di valori giornalieri di temperatura media e massima e di precipitazione.

I dati di proiezione climatica derivano da sei modelli climatici: quello elaborato dall'ICTP unito ad altre simulazioni, selezionate come rappresentative del totale di modelli climatici attualmente presenti in

letteratura. Questi modelli vengono mediati tra loro: l'output così ottenuto viene definito ensemble. Questa tecnica è solitamente utilizzata nella comunità scientifica per ottenere un'analisi più robusta, sbevra da eventuali bias e mediata sulle diverse assunzioni che potrebbero caratterizzare invece il singolo modello.

Le analisi sulle proiezioni climatiche future considerano scenari alternativi secondo il framework degli scenari climatici proposto (IPCC); sono quindi stati studiati tre scenari alternativi: RCP 2.6, RCP 4.5 e RCP 8.5. A ciascuno scenario RCP è associata una variazione di temperatura media al 2100, rispetto al periodo preindustriale 1850-1900: in media circa +1,8°C nell'RCP 2.6, +2,7°C nell'RCP 4.5 e +4,4°C nell'RCP 8.5. Va precisato che lo scenario RCP 8.5 rappresenta un “worst-case” climatico, utilizzato per valutare gli effetti dei fenomeni fisici in un contesto di cambiamento climatico particolarmente forte, ma attualmente ritenuto poco probabile.

Per lo studio delle ondate di calore in Italia è stato utilizzato l'indicatore Heat Wave Index (HWI) come di seguito definito:

$$HWI = \sum_{i=1}^7 \left( n_{TMAX_i} + n_{p_i} - \frac{p_i}{10} \right)$$

dove  $n_{TMAX_i}$  è uguale a 1 se la temperatura massima giornaliera è maggiore di 33°C (altrimenti è 0);  $n_{p_i}$  è uguale a 1 se la precipitazione giornaliera è uguale a 0 mm (altrimenti è 0);  $\frac{p_i}{10}$  è un fattore correttivo proporzionale ai millimetri di precipitazione giornaliera ( $p_i$ ) trasformati in centimetri. La sommatoria si calcola su una finestra temporale di 7 giorni che comprende il giorno oggetto dell'analisi. Un giorno specifico oggetto di analisi è caratterizzato da evento di *heat stress* se l'HWI per quel giorno è maggiore di 9.

Per tale indice, il numero medio di giorni all'anno caratterizzati da ondate di calore è stato stimato sia per lo storico di modello (considerando il periodo 1990-2020) sia per gli scenari RCP 2.6 e RCP 8.5 (periodo 2030-2050). In questo modo si può calcolare la variazione futura dei giorni totali annui con *heat stress* rispetto allo storico. I risultati per provincia italiana sono illustrati nelle figure sottostanti, dove a colori più scuri sono associati numeri di giorni annuali caratterizzati da *heat-stress* più alti. In generale, si riscontra un aumento del fenomeno estremo già nello scenario RCP 2.6. Nello scenario RCP 8.5 questa crescita sarà ancora più importante.

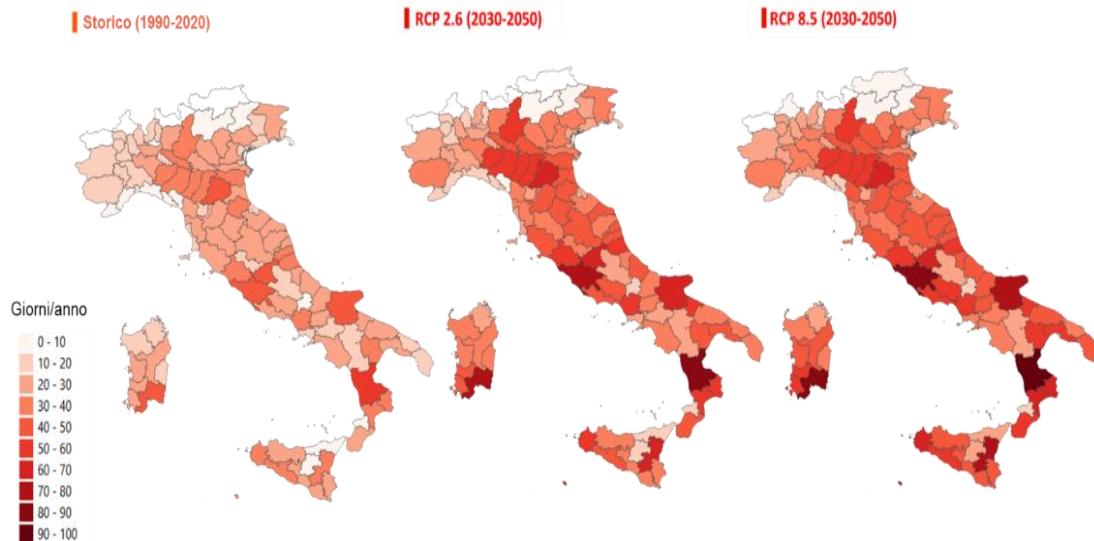


Figura 26 - Modello HWI

E-Distribuzione seleziona come scenario di riferimento lo scenario RCP 4.5 sulla base di quanto indicato dalla IPCC che lo definisce: “*lo scenario di base più probabile*”.

## 5.4 Stato di implementazione delle tecnologie a supporto delle Smart Grid

La risposta digitale alle nuove esigenze del sistema elettrico integrato, in cui i flussi di energia non sono più unidirezionali dalla generazione all’utenza, ma sono multidirezionali sulla rete di distribuzione, è la Smart Grid, infrastruttura intelligente per la gestione e il monitoraggio della rete di distribuzione, in grado di:

- assicurare l’integrazione della generazione distribuita e consentire di rispondere all’aumento della domanda elettrica;
- contribuire a ridurre i tempi di interruzione dell’alimentazione in occasione di guasti sulla rete, permettendo di migliorare la continuità del servizio, grazie a sistemi che prevedono funzioni di riconfigurazione automatica e ottimale della rete e di protezioni che si adattano rapidamente alla topologia della stessa;
- offrire una risposta più rapida a eventualità impreviste e svolgere ricerche di guasto molto evolute, rapide e in modo automatizzato, minimizzando i tempi di fuori servizio;
- contribuire alla sicurezza e alla resilienza del sistema mediante una gestione più efficace e puntuale delle risorse connesse alla rete, permettendo l’aumento della quantità di generazione distribuita connessa alla rete senza compromettere la stabilità del sistema e la qualità del servizio;
- garantire il monitoraggio diffuso e in tempo reale delle risorse distribuite sulla rete (“grid observability”), incentivando così la partecipazione attiva degli utenti, l’integrazione dinamica delle DER e la condivisione dei dati aggregati di monitoraggio e gestione con i diversi operatori del sistema energetico integrato.

La Smart Grid si basa sulla comunicazione “always-on” tra gli apparati diffusi sulla rete di distribuzione (Cabine Primarie e Secondarie, rete di Media e Bassa Tensione) definiti IED – Intelligent Electronic Devices, realizzata tramite una rete di comunicazione ad elevate prestazioni, in grado di supportare protocolli di comunicazione evoluti (IEC 61850, MQTT).

L'applicazione principale della Smart Grid in E-Distribuzione consiste in un aggiornamento delle tecniche di telecontrollo, protezione e automazione della rete, introducendo dispositivi evoluti e una rete di comunicazione ad elevate performance, al fine di migliorare gli indicatori di qualità del servizio relativi al numero e alla durata delle interruzioni per i clienti della propria rete. In particolare, allo stato attuale, risultano automatizzati circa 60.000 nodi MT/BT (13% del totale) di cui circa 11.000 in automazione avanzata; a questi si aggiungono le linee BT telecontrollate che coprono circa 80.000 km.

Tra i dispositivi evoluti che si stanno introducendo per lo sviluppo della cabina digitale del futuro, uno di questi è un nuovo dispositivo di *Edge Computing*, capace di concentrare al proprio interno le funzionalità di dispositivi fisici esistenti e nel prossimo futuro funzionalità avanzate sempre più innovative. Attualmente integra al suo interno le funzionalità dei dispositivi che consentono la telegestione, il telecontrollo e l'automazione grazie alla virtualizzazione di dispositivi quali UP, RGDM, Router e Concentratore di bassa tensione. Le sue potenzialità sono strettamente connesse alla diffusione capillare sulla rete di un'intelligenza artificiale evoluta ed una elevata capacità computazionale, la quale permetterà di sviluppare ed affrontare le sfide del futuro.

E-Distribuzione, inoltre, sta sviluppando diversi progetti di innovazione tecnologica, introducendo nuovi apparati e dispositivi e delle importanti evoluzioni di quelli esistenti. Si elencano di seguito i principali progetti e sperimentazioni in corso.

### **Progetto NEWMAN**

Il progetto NEWMAN (NEar real-time Weather condition MANagement) si propone di utilizzare modelli analoghi a quelli già utilizzati per valutare la resilienza della rete, ma con la finalità di avere una rete di monitoraggio e di allarme in grado di prevedere l'approssimarsi di condizioni meteorologiche che possano mettere a rischio l'infrastruttura elettrica.

L'obiettivo è di stimare le possibili conseguenze sulla rete, in modo da ottimizzare la capacità di reazione di E-Distribuzione, predisponendo tempestivamente le risorse necessarie a contenere il disservizio ed a recuperare l'operatività della rete nel più breve tempo possibile.

Il progetto NEWMAN permette di migliorare la conoscenza:

- dei fenomeni fisici atmosferici e del loro impatto sulle reti di distribuzione;
- delle condizioni atmosferiche che interessano le reti e capacità previsionale delle stesse a 36-72 ore;
- dello stato della rete e della sua funzionalità tramite sensoristica avanzata.

Al fine di monitorare le condizioni climatiche che interessano le reti elettriche e di fornire supporto per migliorare la previsione dei fenomeni atmosferici estremi, il progetto NEWMAN prevede di installare una rete di stazioni di rilevamento atmosferico mirate al fenomeno meteorologico di interesse nell'area di installazione. È in corso il processo di approvvigionamento dei primi componenti da installarsi presso le Cabine Primarie di E-Distribuzione.

Un altro importante filone nel progetto stesso è quello della sensoristica IoT lungo linea, che ha lo scopo di rilevare lo stato della rete ed i principali parametri climatici in più punti strategici della rete di distribuzione.

In questo settore pionieristico, il progetto NEWMAN ha dato il via a sperimentazioni con diversi fornitori di dispositivi IoT, al fine di valutarne l'efficacia nel rilevare:

- la formazione di manicotti di neve umida;
- il contatto con alberi o la caduta di alberi sulle linee;
- le oscillazioni dei conduttori per ventosità;
- la misura di temperatura dell'aria e dei conduttori.

### **Telecontrollo e automazione di Bassa Tensione**

#### ***Smart street Box***

La nuova morsettiera per armadio stradale di distribuzione BT è un componente di rete nato per sostituire le attuali morsettiera utilizzate nelle reti di distribuzione. Il componente è ingegnerizzato in modo da facilitare l'installazione di componenti elettronici a supporto di iniziative di monitoraggio e telecontrollo.

Questo componente di rete, nell'ottica di supportare le nuove necessità delle Smart Grid, contribuirà all'esecuzione della misura dei flussi di energia ed il telecontrollo (interruttori BT motorizzati o dispositivi per controllo remoto e automazione).

#### ***Interruttori BT elettronici***

Per migliorare la gestione delle reti BT in ottica Smart Grid, è necessario inoltre ampliare le funzionalità del componente interruttore BT in testa linea. Sul mercato sono disponibili interruttori elettronici che offrono caratteristiche avanzate (es. la selettività ed il coordinamento tra interruttori montati lungo le dorsali BT, il tipo di intervento termico o magnetico, l'IP, la misura accurata di grandezze elettriche sui 4 quadranti indipendenti dalle temperature ambientali, l'autodiagnistica) non ottenibili dagli interruttori BT elettromagnetici ad oggi unificati.

Sono in corso sperimentazioni in campo per verificare le loro funzionalità e potenzialità a supporto della evoluzione delle smart grid sulle reti di bassa tensione.

### **Esercizio della rete per sistemi non interconnessi alla RTN**

E-Distribuzione dal 2003 è concessionaria per le attività di distribuzione elettrica nei Comuni di 8 Isole Minori, come ad esempio l'isola di Ventotene. Il sistema elettrico di queste isole è peculiare in termini di produzione, distribuzione e consumo di energia elettrica poiché non è presente l'interconnessione con la Rete di Trasmissione Nazionale.

Dal punto di vista dello sviluppo della generazione rinnovabile, delle infrastrutture elettriche e della sicurezza della rete di distribuzione, un sistema di questo tipo ha bisogno dell'implementazione di dispositivi smart in grado di raccogliere informazioni dal campo e sistemi di monitoraggio, automazione e controllo della rete. Ad esempio, il comune di Ventotene nel partecipare al Programma Isole Verdi ha manifestato la volontà di affidare ad E-Distribuzione i lavori e gli interventi sulla rete elettrica, ed è stata formalizzata una Convenzione tra le parti (siglata a ottobre 2024). Tra gli interventi che E-Distribuzione dovrà realizzare è citato l'utilizzo di una tecnologia denominata "Microgrid Controller", un apparato in grado di attuare una gestione delle fonti di generazione, dei carichi e dei sistemi di accumulo con lo scopo di ottimizzare l'utilizzo delle risorse, garantendo un controllo stabile delle reti isolate.

## 5.5 Flessibilità della rete

La rete di E-Distribuzione, costruita e aggiornata secondo un approccio *fit and forget*, tuttora non evidenzia situazioni di congestione significative e tantomeno reiterate nel tempo. Tuttavia, la possibilità per i DSO di fare ricorso a servizi di flessibilità *non frequency* forniti da risorse energetiche diffuse come alternativa ai potenziamenti di rete, prevista dalla più recente normativa nazionale ed europea e dalla regolazione, è oggetto di approfondita valutazione e sperimentazione.

Per la piena attuazione delle disposizioni in materia sarà determinante la definizione delle regole nazionali di attuazione del Network Code Europeo ‘Demand Response’, di prossima emanazione da parte della Commissione Europea come previsto dall’articolo 59 del Regolamento (EU) 2019/943.

ARERA, con la Deliberazione 352/2021, ha istituito i progetti pilota per l’approvvigionamento da parte dei DSO italiani di servizi ancillari locali, proprio con l’obiettivo di identificare le possibili tipologie di servizi e il corrispondente fabbisogno in ottica prospettica, nonché di sperimentare le soluzioni più appropriate per l’approvvigionamento e valutare la relativa remunerazione. In tale contesto, E-Distribuzione ha avviato nel 2023 il progetto EDGE, approvato con la Deliberazione 365/2023, che ha consentito di delineare i processi collegati alla stima dei fabbisogni e all’approvvigionamento di servizi. Il pilota proseguirà anche nel 2025 con alcune innovazioni rispetto al primo anno di sperimentazione, definite dopo una consultazione pubblica e approvate da ARERA con la deliberazione 516/2024.

I servizi di flessibilità ipotizzati consistono nella regolazione della potenza attiva con modalità di attivazione “*condizionale*”, ai fini del rispetto dei vincoli della rete di distribuzione (corrente e tensione). Ogni servizio di flessibilità richiesto da E-Distribuzione è definito dagli elementi caratterizzanti riportati nella seguente tabella.

ATTRIBUTO	DESCRIZIONE
<b>Quantità</b>	Variazione di <b>potenza attiva</b> massima e minima che può essere richiesta ‘a salire’ o ‘a scendere’ (determinata rispetto alla Baseline e da mantenere per la Durata della Fornitura)
<b>Finestra di disponibilità</b>	Arco temporale (espresso in mesi / giorni / ore) nelle quali può essere richiesta l’erogazione del servizio
<b>Tempo di attivazione</b>	Arco temporale minimo intercorrente tra la richiesta di erogazione del servizio (ordine di attivazione) da parte di E-Distribuzione e l’erogazione del servizio (raggiungimento del livello di variazione di potenza pari alla ‘Quantità’ richiesta)
<b>Durata della fornitura</b>	Durata minima e massima per cui può essere chiesta l’erogazione del servizio (mantenimento della potenza al livello raggiunto a seguito della variazione pari alla ‘Quantità’ richiesta)
<b>Periodo di recupero</b>	Durata minima del periodo tra la conclusione dell’erogazione del servizio e l’inizio della successiva erogazione di servizio

Tabella 2 - Elementi caratterizzanti per servizio di flessibilità richiesto da E-Distribuzione

Le modalità di approvvigionamento ipotizzate consistono in aste competitive, svolte tramite una piattaforma “terza” di interfaccia e intermediazione (Piclo Flex), aventi per oggetto la definizione di un contratto di disponibilità stagionale, che permette a E-Distribuzione di chiedere l’erogazione del

servizio all'effettivo manifestarsi delle condizioni di criticità sulla rete (in esito alla previsione di esercizio nel breve periodo).

A seguito delle gare indette tramite la piattaforma di mercato Picloflex per i servizi previsti nel 2024, su un totale di 62 gare pianificate per 10.2 MW di potenza richiesta come servizi a salire o a scendere, in 13 vi è stata almeno 1 risorsa pre-qualificata per le prove tecniche, in 9 almeno una risorsa qualificata per l'offerta economica e sono stati aggiudicati 9 contratti per un totale di 1,16 MW.

In collaborazione con il Consorzio Interuniversitario Nazionale per Energia e Sistemi Elettrici – EnSiEL, è stato impostato anche per l'anno 2025 un processo di valutazione del potenziale fabbisogno di servizi di flessibilità per il rispetto dei vincoli della rete (risoluzione di congestioni e rimodulazione dei profili di scambio).

A partire dalla definizione degli scenari di evoluzione dei carichi e della generazione distribuita, è eseguito un calcolo previsionale statistico dei flussi nella rete di Media Tensione nella configurazione prevista, sia in condizioni di normale funzionamento che di riconfigurazioni causate da guasti e/o lavori programmati.

L'esito dell'analisi ha portato ad individuare fabbisogni di servizi di flessibilità in 8 province, localizzate in 7 Regioni (Piemonte, Veneto, Emilia-Romagna, Marche, Toscana, Puglia e Sardegna) per un totale di circa 18 MW, per la maggioranza in servizi a scendere, e oltre 5.000 ore di disponibilità, come indicato nella seguente figura.



REGIONE	PROVINCIA	QUANTITA' [kW]	ORE DI DISPONIBILITÀ*	MESI
Piemonte	Cuneo	-1.800	800	5
Veneto	Padova	-2000	800	5
Emilia Romagna	Reggio Emilia	-1.300, +750	500	4
Toscana	Arezzo	-900	200	3
Marche	Fermo	-1.500	300	3
	Macerata	-5.500	1.600	6
Puglia	Bari	-1.500	600	5
Sardegna	Cagliari	-2.500, +700	900	7

Figura 27 - Sintesi dei fabbisogni di servizi di flessibilità 2025 allegata alla Relazione Tecnica

Come per il 2024, anche per le gare 2025 la valorizzazione economica dei servizi di flessibilità è calcolata sulla base di un meccanismo binomio che contempla sia la quota di capacità messa a disposizione (quota in potenza – indicata come “prezzo per disponibilità”) sia la quota per il suo effettivo utilizzo (quota in energia - indicata come “prezzo per utilizzo”). L'analisi di sensitività ha consentito di identificare, per ciascun elemento di rete con potenziali criticità e dunque per ciascun servizio da richiedere sul mercato, i costi limite delle due componenti che rendono ancora conveniente l'utilizzo della flessibilità.

La prosecuzione del progetto pilota consentirà a E-Distribuzione di perfezionare i suoi strumenti di analisi e pianificazione, nonché di valutare concretamente in nuove aree della rete l'effettiva

disponibilità di risorse tecnicamente idonee a fornire servizi e di operatori pronti a partecipare a questo nuovo mercato.

Sulla base dei risultati della sperimentazione sarà infine possibile determinare i costi e i benefici reali dell'approvvigionamento dei servizi, e compararli con quelli degli investimenti di potenziamento. In tal senso, sarà necessario elaborare una metodologia di analisi completa e accurata che riesca a cogliere e valorizzare non solo gli aspetti strettamente economici ma, appunto, le caratteristiche di risposta e risoluzione dei problemi offerte dai servizi di flessibilità locali rispetto a quanto garantito da un intervento strutturale.

Il progetto pilota Edge relativo all'approvvigionamento di servizi locali di flessibilità avrà una sua evoluzione quando in Italia sarà recepito il “Network Code on Demand Response”, attualmente in corso di definizione da parte della Commissione Europea. In particolare, nei tempi e modalità previste dal suddetto Regolamento, E-Distribuzione coopererà alla proposta di regole nazionali da parte degli operatori verso l'Autorità e relative, tra l'altro, all'organizzazione del mercato italiano dei servizi ancillari locali e al coordinamento TSO-DSO.

In tale ambito si conferma la disponibilità a valutare l'ipotesi di adozione di piattaforme di mercato centralizzate, come ad esempio quella organizzata e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) con cui sono state avviate prime interlocuzioni per il disegno della futura integrazione con i sistemi informativi da mettere a disposizione dei BSP, anche al fine di analizzarne la compatibilità con i sistemi e le procedure operative aziendali.

Tutta la documentazione relativa al progetto EDGE - Relazione Tecnica, Regolamento e Allegati – nonché la mappatura delle aree di sperimentazione sono consultabili a questa [pagina web](#).



# SCENARI EVOLUTIVI DEL SISTEMA ENERGETICO

In un contesto di rapida trasformazione tecnologica e climatica, è fondamentale prevedere le necessità di sviluppo della rete e definire scenari evolutivi per supportare gli obiettivi di decarbonizzazione, pianificando interventi per adattare la rete alle sfide della decentralizzazione delle risorse, della gestione dei flussi energetici e dell'adattamento ai cambiamenti climatici.

L'attività di pianificazione della rete elettrica di distribuzione deve tener conto dell'evoluzione prevista per il sistema elettrico nel suo complesso, ipotizzando gli scenari futuri degli assetti di funzionamento della rete. A tal riguardo, tra i documenti fondamentali per il gestore di rete di distribuzione vi sono il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (di seguito "PNIEC") e il "Documento di Descrizione degli Scenari" (di seguito DDS) elaborato da Terna e Snam, entrambi aggiornati nella seconda metà del 2024. Sulla base del DDS, il gestore della rete di trasmissione elabora e aggiorna il proprio Piano di Sviluppo, contenente interventi sulla rete di trasmissione che inevitabilmente coinvolgono, in diversa misura, le reti di distribuzione.

Le previsioni dei carichi sulla propria rete, da parte del gestore della rete di distribuzione, costituiscono un altro presupposto fondamentale per l'elaborazione del Piano di Sviluppo della rete di distribuzione stessa. A tal proposito è opportuno evidenziare che il contesto di riferimento presenta crescenti complessità, date dall'evoluzione della rete di distribuzione da "rete passiva" a "rete attiva", che ha imposto un nuovo paradigma nella gestione e nella pianificazione della rete.

Lo scenario attuale è caratterizzato da una crescente decentralizzazione delle risorse collegate alla rete: oltre alla generazione distribuita, si delinea una sempre maggior diffusione di sistemi di accumulo dell'energia, specialmente di piccola taglia, delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica e di future modalità di partecipazione dei clienti finali al mercato dell'energia (i.e. active demand).

In questo nuovo contesto, la rete di E-Distribuzione costituisce la principale infrastruttura abilitante per la realizzazione degli obiettivi di decarbonizzazione e il distributore è chiamato ad assumere un ruolo sempre più attivo. Infatti, per continuare a garantire la gestione sempre più sicura ed efficiente della rete, in un futuro in cui si prevede una sempre maggior diffusione di impianti FER e una maggior elettrificazione dei consumi, il distributore si potrà avvalere, quando il contesto regolatorio lo consentirà, di servizi offerti dalle risorse connesse alla propria rete per la risoluzione di problematiche di tensione nonché di congestioni a livello locale. Ciò consentirà la gestione ottimale dei flussi di energia in funzione dello stato effettivo della rete e della disponibilità delle risorse distribuite.

## 6.1 Previsione della domanda di energia elettrica

Sul piano nazionale, le stime della domanda di energia elettrica futura sono state effettuate dal gestore della rete di trasmissione considerando diversi scenari riportati nel Documento di Descrizione degli Scenari (DDS) del 2024. In particolare, sono stati utilizzati i seguenti scenari di riferimento relativi agli anni 2030 e 2035:

- lo scenario PNIEC Policy al 2030, in linea con gli obiettivi PNIEC pubblicati nel 2024, che promuove l'elettrificazione dei consumi e un aumento significativo della generazione da fonti rinnovabili;
- lo scenario PNIEC Slow al 2030 e al 2035, che rappresenta una transizione più lenta verso gli obiettivi di Policy e i target di decarbonizzazione;
- lo scenario Distributed Energy (DE) al 2035 in coerenza con quello “DE” elaborati da ENTSO-E e ENTSO-G.

In dettaglio, i tre scenari riportano previsioni differenti della domanda di energia elettrica e di capacità FER installata:

- Lo Scenario PNIEC Policy 2030, nel DDS'24, è stato sviluppato in linea con lo scenario “Fit for 55 2030” contenuto nella precedente versione del DDS'22, recependo minori variazioni legate allo scenario socioeconomico e ad alcune modifiche sulle politiche energetiche e ambientali attuate in Italia e contenute nel PNIEC.

La copertura del fabbisogno elettrico nazionale da parte delle risorse FER si attesta a circa il 63%, mentre i gas “verdi” coprono il 16,4% della domanda di gas negli usi finali.

- Gli scenari “PNIEC Slow” 2030 e 2035 sono stati costruiti ipotizzando una transizione energetica più lenta, prevede quindi un rallentamento di alcuni anni nel traguardare gli obiettivi di decarbonizzazione PNIEC.
- Lo scenario “Distributed Energy” (DE-IT 2035, 2040) è lo scenario del DDS'24 che prevede una maggior penetrazione del veicolo elettrico in tutti i settori (civile, trasporto e industria), coerentemente con lo sviluppo delle risorse FER previste, che si ipotizza arrivino a coprire, nel 2040, il 76% del fabbisogno elettrico nazionale.

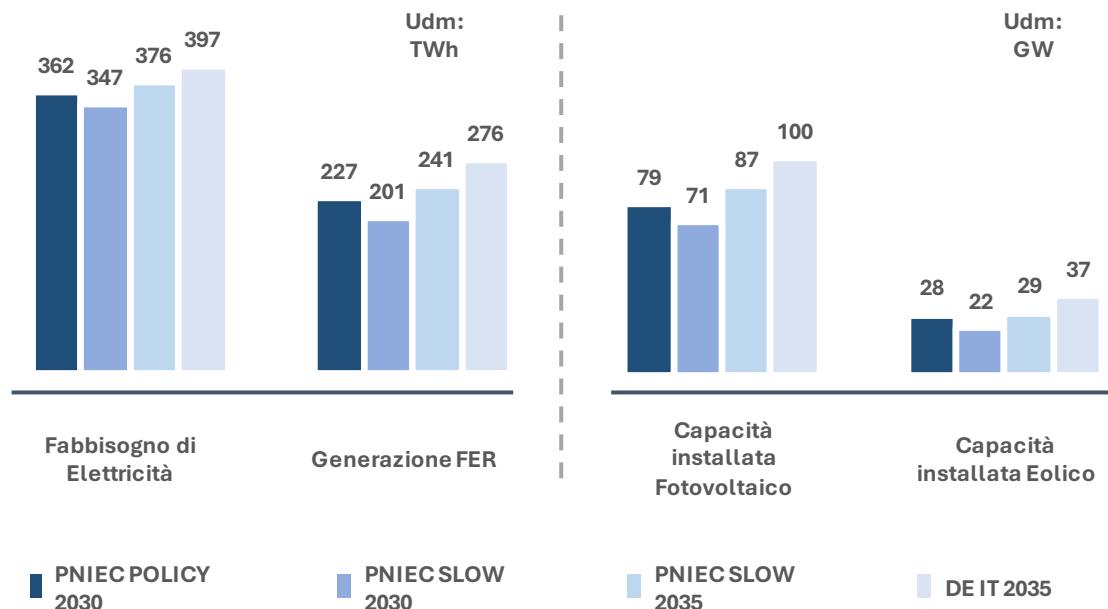


Figura 28 - Confronto tra gli scenari evolutivi del DDS'24

Di seguito si riporta un dettaglio, estratto dal DDS'24, dell'evoluzione del fabbisogno elettrico secondo gli scenari di riferimento, espresso in TWh:

	2023 STORICO	2030 PNIEC Policy	2030 PNIEC Slow	2035 DE IT	2035 PNIEC Slow
<b>Consumi elettrici finali</b>	<b>278,6</b>	<b>319,9</b>	<b>309,3</b>	<b>345,3</b>	<b>330,7</b>
<i>Industria</i>	107,1	115,1	112,2	117,6	115,8
<i>Civile</i>	162	172,8	172,3	181,3	178,5
<i>Trasporti</i>	9,5	32,0	24,8	46,5	36,4
<b>Consumi del settore energetico</b>	<b>8,7</b>	<b>20,0</b>	<b>16,6</b>	<b>27,9</b>	<b>22,4</b>
<i>Tradizionali</i>	8,7	10,0	10,8	9,1	9,6
<i>Produzione H2 (elettrolisi)</i>	-	10,0	5,8	18,8	12,8
<b>Consumi elettrici</b>	<b>287,3</b>	<b>339,9</b>	<b>325,9</b>	<b>373,2</b>	<b>353,1</b>
<b>Perdite di rete</b>	<b>18,2</b>	<b>22,0</b>	<b>20,7</b>	<b>23</b>	<b>22,4</b>
<b>Fabbisogno elettrico</b>	<b>305,6</b>	<b>361,9</b>	<b>346,6</b>	<b>396,9</b>	<b>375,5</b>

Figura 29 - Evoluzione del fabbisogno elettrico [TWh] (fonte DDS'24)

## 6.2 Elettrificazione dei consumi

Le richieste di connessione dei clienti passivi alla rete di distribuzione sono legate sia alle dinamiche di sviluppo complessive dell'economia nazionale che al progressivo incremento dell'elettrificazione dei consumi finali, ovvero il passaggio dei fabbisogni energetici industriali e civili da non elettrici ad elettrici.

### 6.2.1 Previsione della potenza massima su base regionale

Le stime elaborate da E-Distribuzione per l'incremento di potenza massima su base regionale sono ottenute mettendo in correlazione fra loro i trend di fabbisogno energetico derivante dagli scenari con gli indicatori macroeconomici e l'andamento storico del carico nelle Cabine Primarie di E-Distribuzione. In particolare, nella seguente figura è riportata la stima dell'incremento in percentuale e in valore assoluto della potenza massima su base regionale all'anno 2029 rispetto al 2024, effettuata prendendo in considerazione come driver principali l'incremento di elettrificazione dei consumi dovuti all'installazione di pompe di calore e allo sviluppo dell'infrastruttura per la mobilità elettrica, sia pubblica che privata.

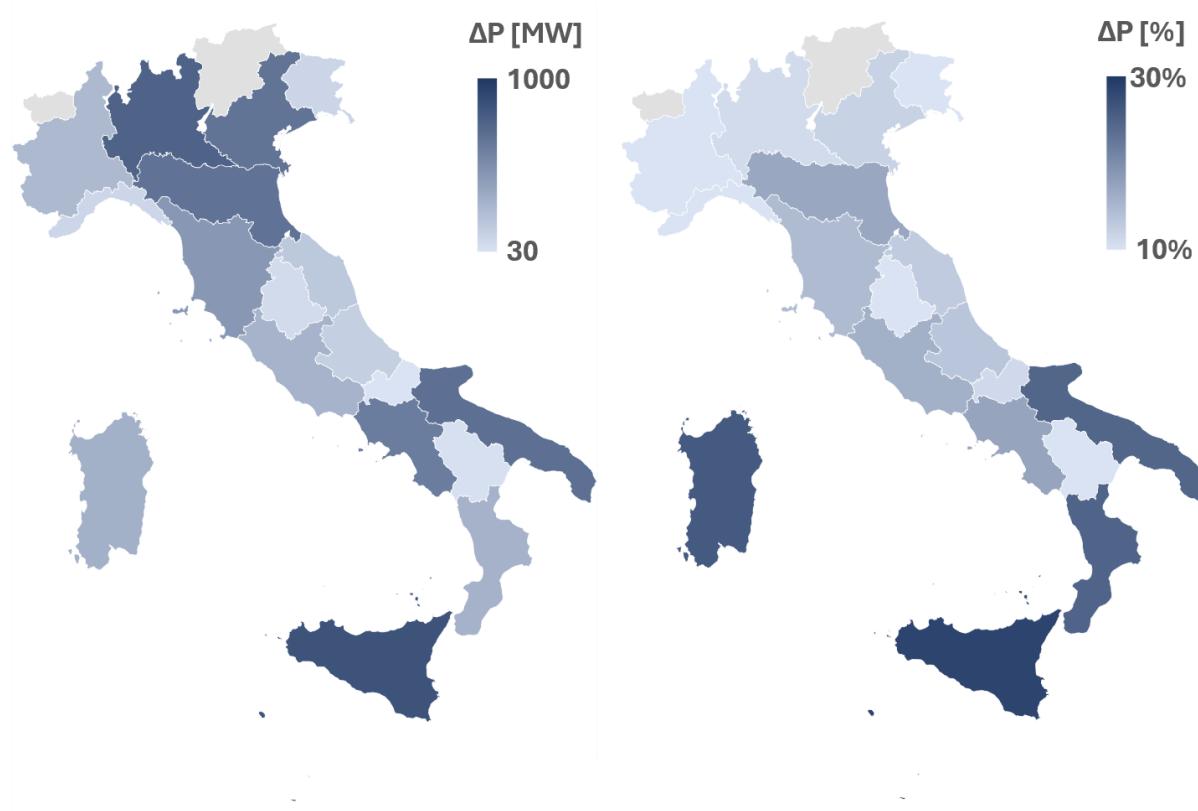


Figura 30 - Stima incremento percentuale e in valore assoluto della potenza massima su base regionale all'anno 2029 rispetto al 2024

## 6.2.2 Previsioni energia distribuita

Nella seguente tabella sono riportati i dati previsionali dei consumi di energia elettrica relativi alle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione per gli anni di Piano.

Anno	Consumi BT [TWh]	Consumi MT [TWh]	Consumi AT [TWh]	Totale [TWh]
<b>2024</b>	106,1	77,7	30,7	<b>214,5</b>
<b>2025</b>	104,8	75,4	29,4	<b>209,6<sup>5</sup></b>
<b>2026</b>	105,9	76,1	29,7	<b>211,7</b>
<b>2027</b>	106,7	76,7	30	<b>213,4</b>
<b>2028</b>	108,2	77,8	30,4	<b>216,4</b>
<b>2029</b>	110,1	79,1	30,9	<b>220,1</b>

Tabella 3 - Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione [TWh]

## 6.2.3 Sviluppo delle infrastrutture di ricarica pubblica per i veicoli elettrici

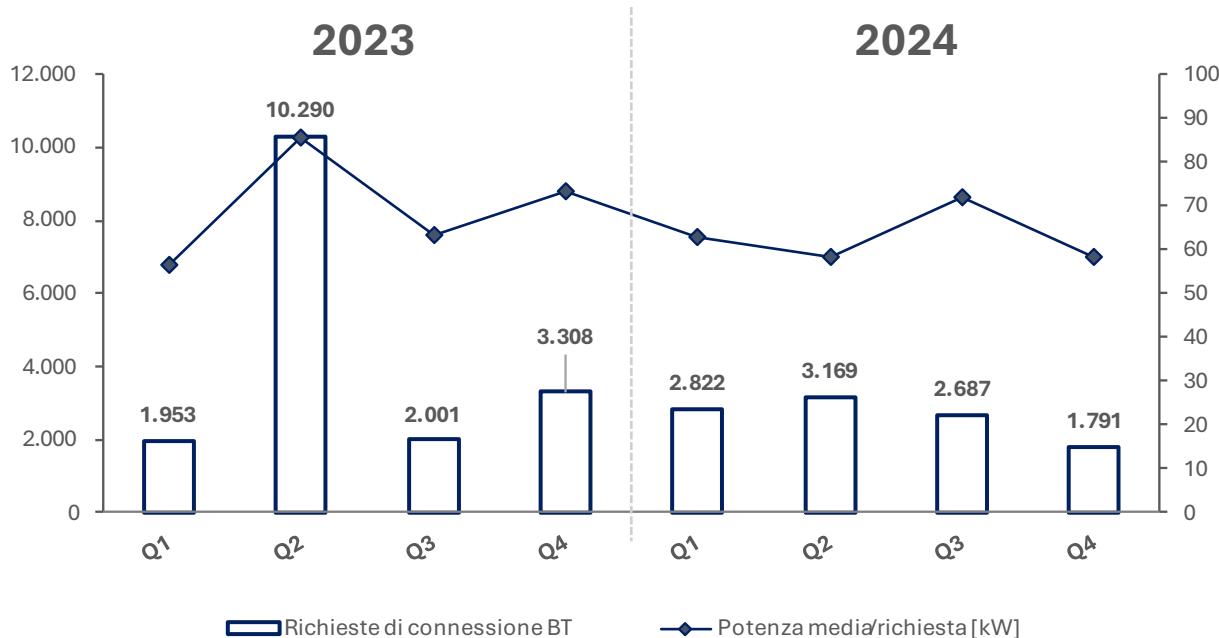
Alla fine del 2024 le connessioni per ricarica pubblica presenti sulla rete di E-Distribuzione risultano essere circa 16.000, per una potenza complessiva di 910 MW, di cui circa 630 MW in BT e 280 MW in MT.

Negli ultimi anni la diffusione della mobilità elettrica è stata caratterizzata da un generale incremento delle richieste di connessione alla rete di distribuzione con particolare riferimento alla MT, in linea con lo sviluppo di un modello sempre più indirizzato verso la riduzione dei tempi di ricarica sempre più incentrato su stazioni veloci e ultraveloci.

Nelle seguenti figure è riportato l'andamento progressivo delle richieste di connessione ricevute nel 2023 e nel 2024 per trimestre, con la rispettiva potenza media per richiesta di connessione.

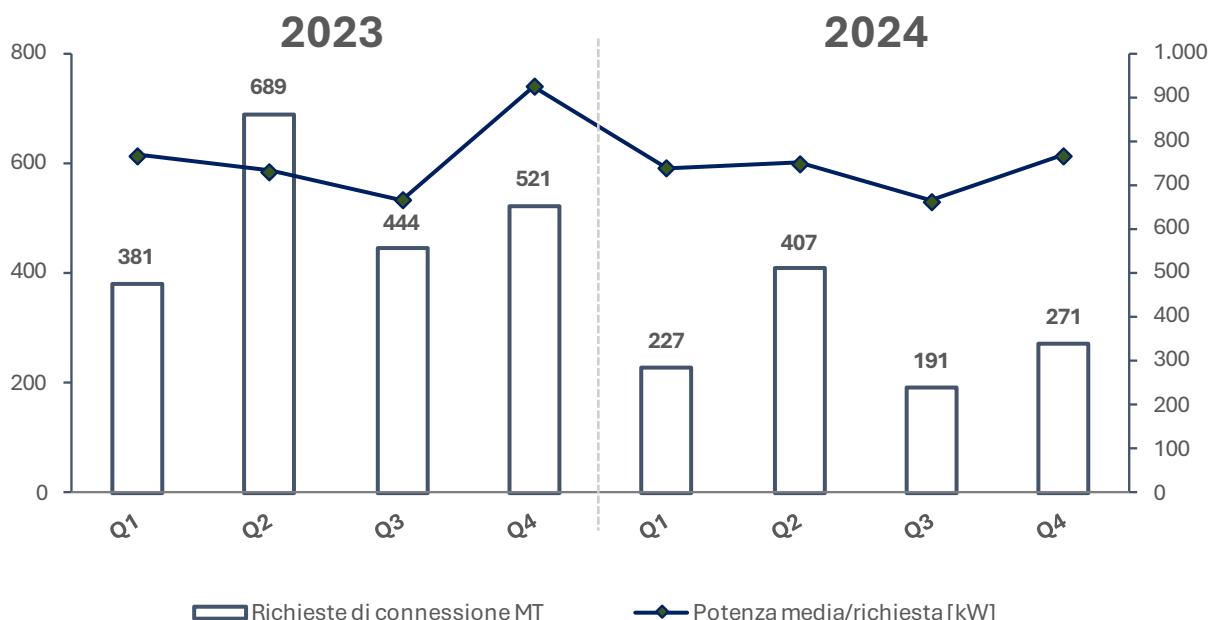
Con riferimento alla BT, si riscontra una riduzione di circa il 40% del numero di richieste di connessione pervenute nel 2024 rispetto al 2023; si registra inoltre anche un decremento circa del 20% della potenza media per richiesta, che passa da 77 kW a 63 kW.

<sup>5</sup> La riduzione dei consumi energetici nel 2025 è imputabile alla cessione di una porzione dell'infrastruttura di rete ad altro operatore a fine 2024



**Figura 31 - Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione**

Con riferimento alla MT, si riscontra una riduzione di circa il 45% del numero di richieste di connessione pervenute nel 2024 rispetto al 2023 e un decremento del 5% della potenza media per richiesta che passa da 774 kW a 737 kW.



**Figura 32 - Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione**

Nella figura sottostante sono riportate le stime sull'evoluzione annuale del numero di connessioni attese per il periodo 2025-2029, oltre al dato delle connessioni pervenute nel 2024. Per l'elaborazione di tali stime, si è tenuto conto degli incentivi per lo sviluppo della mobilità sostenibile previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) - Missione 2, Componente 2, Investimento 4.3 e delle previsioni fornite dai maggiori Istituti di ricerca e dalle Associazioni di settore.

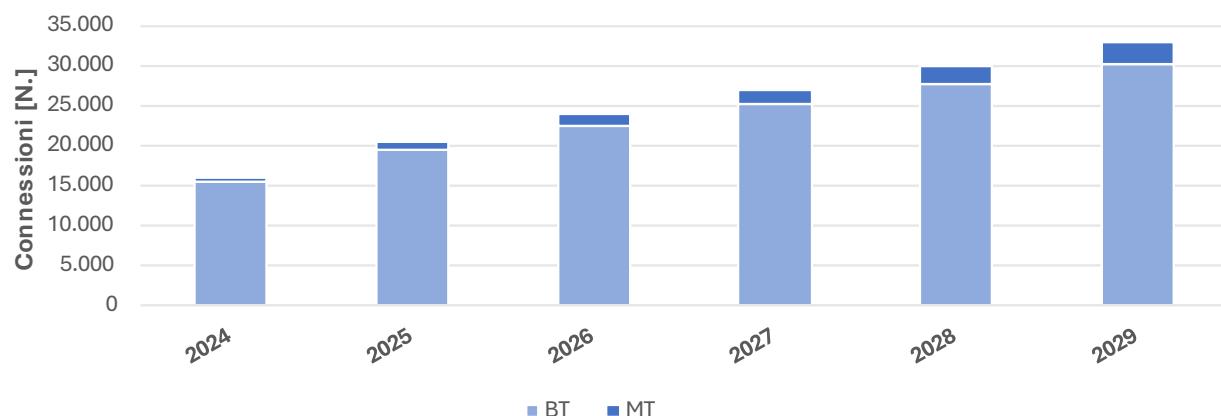


Figura 33 - Trend del numero delle connessioni di punti di ricarica pubblica previste su rete E-Distribuzione 2025-2029: dati cumulati

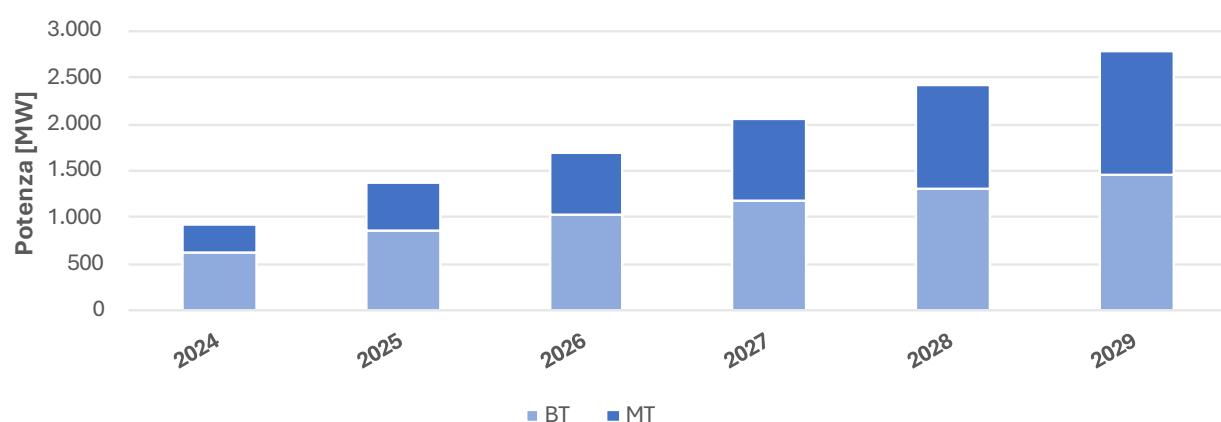


Figura 34 - Trend della potenza delle connessioni di punti di ricarica pubblica previste su rete E-Distribuzione 2025-2029: dati cumulati

Nelle figure successive è rappresentata l'evoluzione del numero di connessioni a livello territoriale al 2029 in BT e in MT confrontata con quelle del 2024.

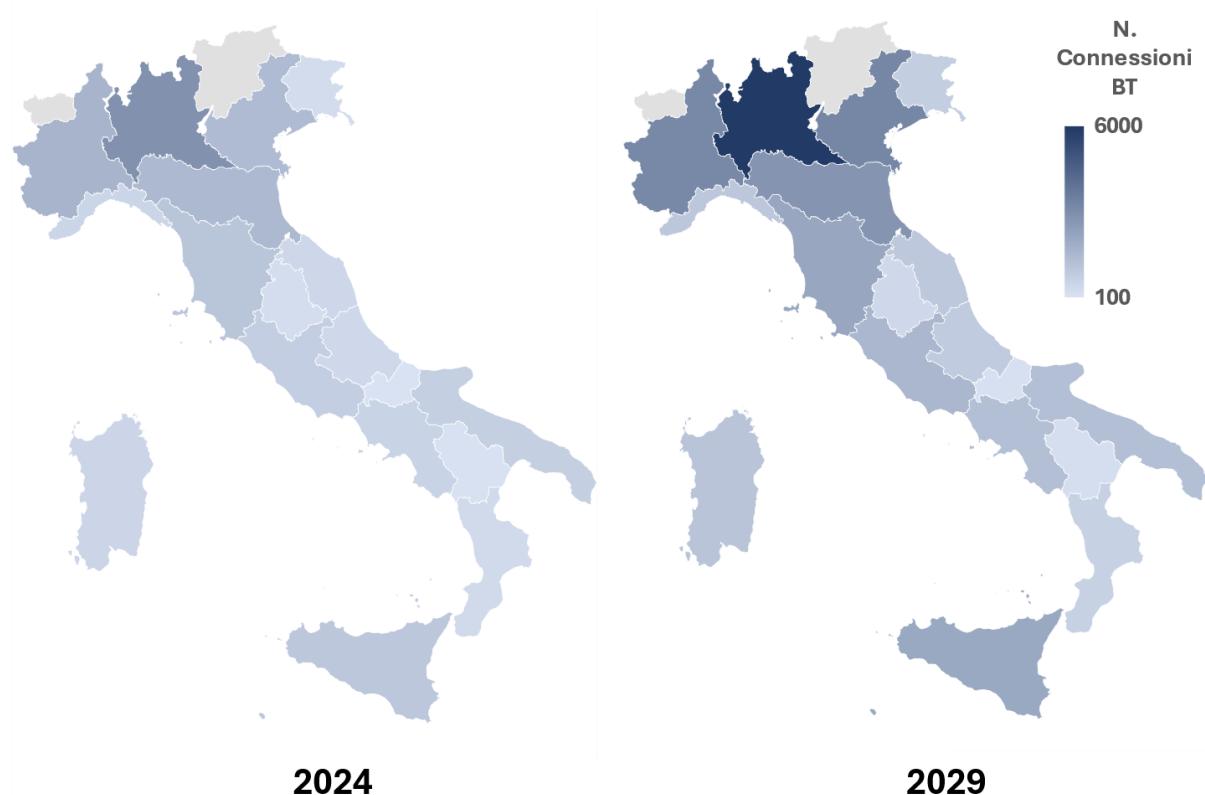


Figura 35 - Evoluzione del numero delle connessioni di punti di ricarica pubblica BT a livello territoriale dal 2024 al 2029

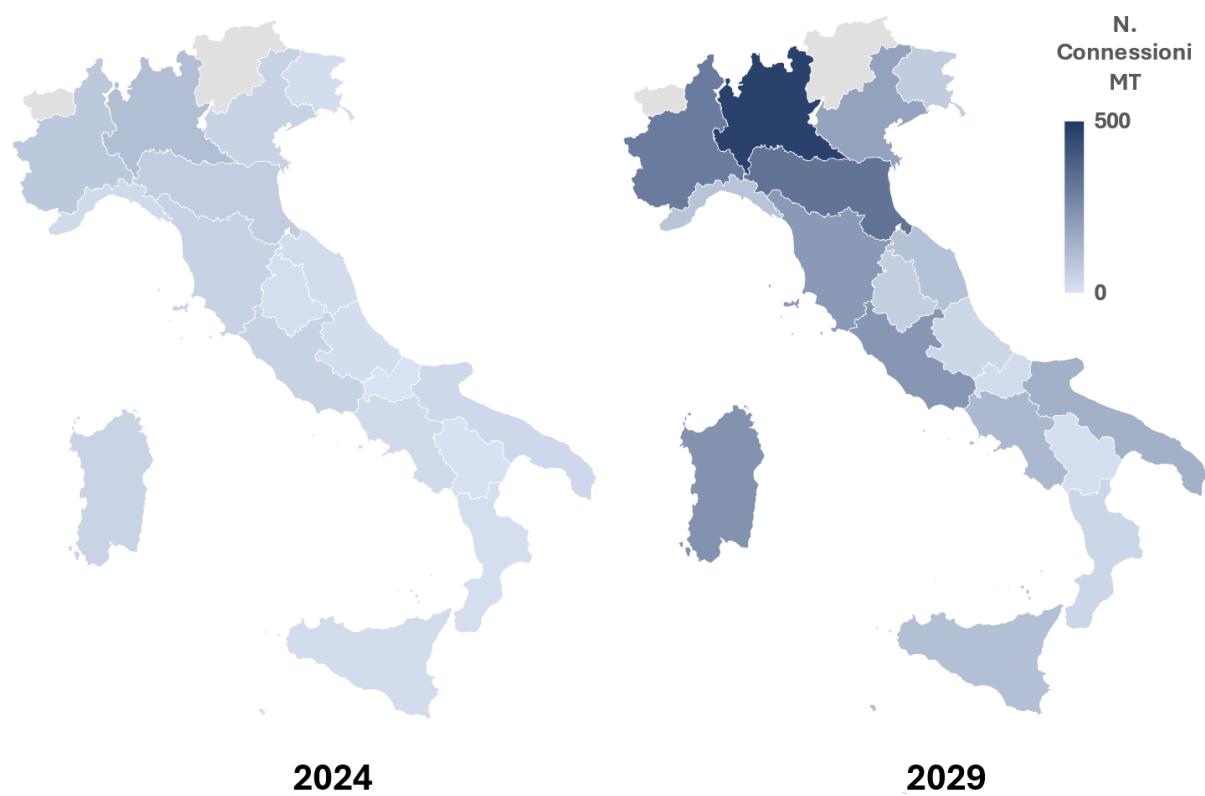


Figura 36 - Evoluzione del numero delle connessioni di punti di ricarica pubblica MT a livello territoriale dal 2024 al 2029

### 6.3 Integrazione della generazione distribuita da fonti rinnovabili

La diffusione della generazione distribuita da fonti rinnovabili nel 2023 e 2024 ha fatto registrare un incremento del numero delle richieste di connessione e quindi della potenza sulla rete di bassa e media tensione, rispetto al biennio precedente 2021-2022.

Nelle seguenti figure è riportato l'andamento per trimestre delle richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e MT pervenute ad E-Distribuzione negli anni 2023 e 2024.

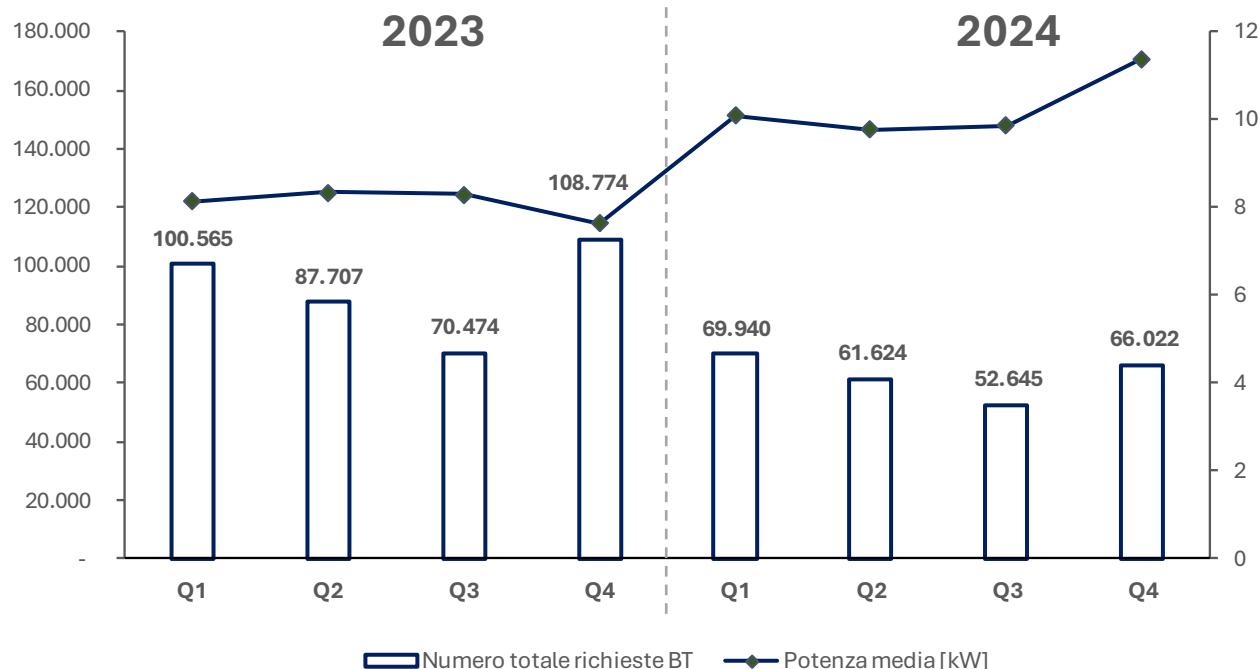


Figura 37 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

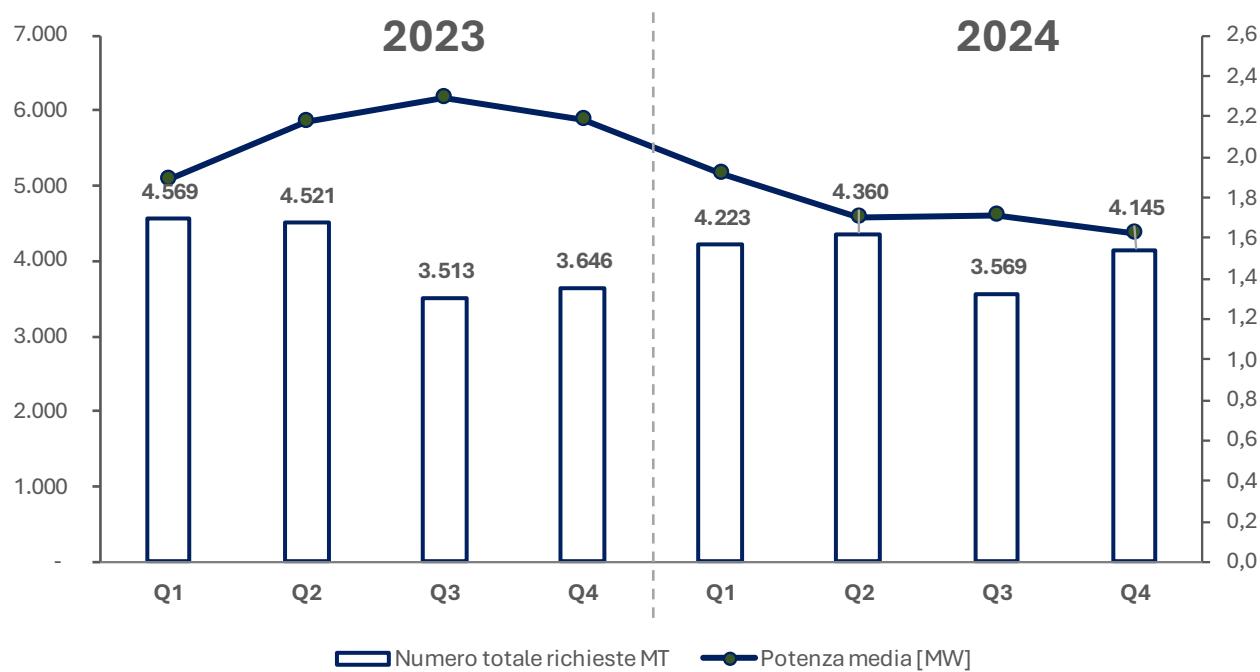


Figura 38 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione

Con riferimento alle richieste di connessione in BT, si riscontra una diminuzione del 32% sul numero di richieste di connessione pervenute nel 2024 rispetto al 2023, registrando una diminuzione della potenza complessivamente richiesta in immissione pari al 13%.

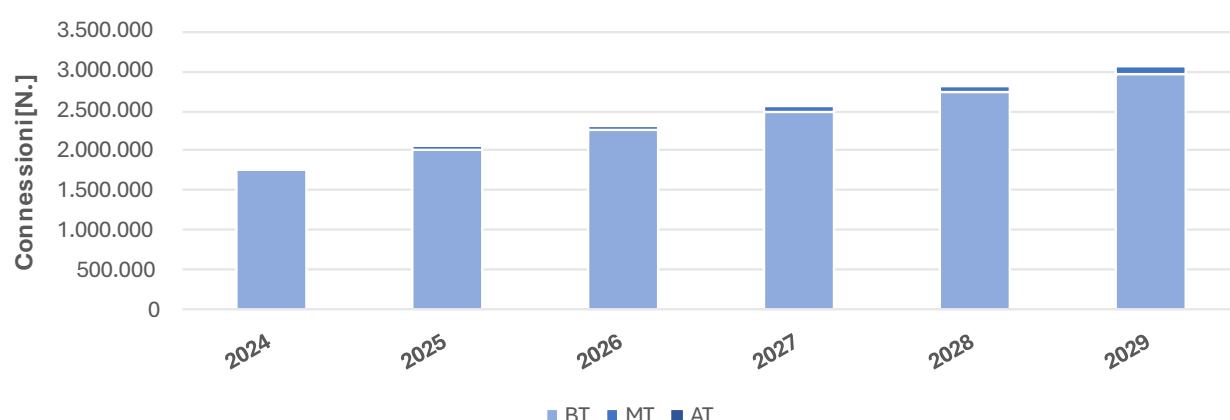
Con riferimento alle richieste di connessione in MT, si riscontra un numero di richieste di connessione pressoché invariato tra il 2024 e il 2023, con una riduzione della potenza complessivamente richiesta in immissione pari al 18%.

Da quanto sopra evidenziato, le richieste di connessione pervenute AT-MT-BT nel biennio 23-24 sono oltre 650.000, per un totale di circa 68 GW. È prevedibile, sulla base dello storico degli anni passati, che nei prossimi 5 anni continueranno a pervenire ulteriori richieste, incrementando ulteriormente il numero delle richieste di connessione complessive sulla rete di E-Distribuzione.

Facendo riferimento al trend del numero di impianti e relativa potenza allacciati sulla rete di E-Distribuzione negli anni passati (vedi par. 5.1.3) e tenendo in conto anche le richieste di connessione pervenute e lavorate di cui al paragrafo precedente, è stato possibile stimare un trend di allacciamenti di impianti sulla rete di distribuzione nel quinquennio 2025-2029. Tale stima tiene in conto anche considerazioni legate agli obiettivi di Policy del 2030 (PNIEC).



**Figura 39 - Trend della potenza delle connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati**



**Figura 40 - Trend del numero connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati**

## 6.4 Sviluppo dei sistemi di accumulo

Facendo riferimento al paragrafo 5.1.3, ad oggi sono presenti, sulla rete di distribuzione, oltre 638.000 SdA, prevalentemente connessi sulla rete di bassa tensione, per un totale di quasi 3,9 GW connessi sulla rete di E-Distribuzione. Stimando un rapporto capacità/potenza pari a 2 (dato medio degli SdA connessi sulla rete MT/BT), si stima che siano presenti circa 7,8 GWh di capacità installata sulla rete di E-Distribuzione.

Come riportato nel DDS'24, sono attesi, al 2030, ulteriori 65 GWh di accumuli, di cui circa 7,4 GWh di capacità connessa di impianti “Small Scale”, aventi un rapporto energia/potenza di 2-4 ore e per i quali si prevede un uso prevalente in accoppiamento ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, al fine di massimizzare l’autoconsumo.

Tali impianti Small Scale saranno prevalentemente connessi alle reti di distribuzione, per cui è ipotizzabile che una quota significativa (presumibilmente superiore all’80%) verrà installata su rete di E-Distribuzione.

## 6.5 Scenario climatico

Come riportato dal Copernicus Global Climate Highlights Report 2024, l’anno 2024 è stato il più caldo mai registrato e il primo a superare 1,5°C rispetto ai livelli preindustriali per la temperatura media globale annuale. Il continente europeo si sta riscaldando due volte più velocemente della media globale dagli anni '80, diventando il continente che si riscalda più rapidamente sulla Terra (in particolare la regione dell’Artico) con conseguenti cambiamenti sulla circolazione atmosferica che stanno favorendo ondate di calore estive più frequenti, estese ed intense.

La pianificazione degli interventi deve quindi tenere conto della previsione dell’evoluzione di eventi sul nostro Paese, anche attraverso diverse ipotesi di scenario climatico; tale previsione risulta essenziale anche per poter valutare i possibili benefici derivanti da un intervento di adeguamento e rinforzo preventivo. Si riportano di seguito le analisi sull’evoluzione prospettica delle condizioni meteorologiche nel periodo 2030-2050 e i diversi indicatori.

L’IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) elabora proiezioni sugli scenari climatici che descrivono possibili evoluzioni future del clima in base a diversi livelli di emissioni di gas serra. I principali scenari di riferimento sono gli RCP (Representative Concentration Pathways), utilizzati nel 5° Rapporto (AR5, 2014) che rappresentano diversi percorsi di concentrazione dei gas serra fino al 2100:

- RCP2.6: Riduzione drastica delle emissioni → aumento della temperatura inferiore a 2°C;
- RCP4.5 e RCP6.0: Riduzione moderata → riscaldamento tra 2-3°C;
- RCP8.5: Nessun controllo sulle emissioni → aumento maggiore di 4°C.

Questi scenari aiutano a valutare gli impatti del cambiamento climatico e a definire strategie di mitigazione e adattamento.

TV SBARRA ROSSA

TRANSFORM. N°1 R

TRANSFORM. N°1 R



TENSIONE ELETTRICA PERICOLOSA



# METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI

Gli investimenti di E-Distribuzione sono guidati da driver strategici per migliorare adeguatezza, sicurezza, resilienza ed efficienza della rete, rispondendo alla domanda dell'utenza e riducendo le perdite energetiche. La pianificazione degli interventi segue così un approccio strutturato, dalla valutazione della rete all'analisi degli scenari futuri per individuare le esigenze di sviluppo, con un focus non solo sulla fattibilità tecnica ma anche su quella economica.

Il Piano di Sviluppo di E-Distribuzione, guidato da specifiche leve strategiche, risponde alle sfide della transizione energetica e promuove anche un approccio proattivo verso un sistema elettrico più sostenibile, resiliente e innovativo. La pianificazione degli investimenti segue pertanto una metodologia ben definita in linea con gli obiettivi di E-Distribuzione già descritti nel Capitolo 2: l'elettrificazione dei consumi, l'integrazione delle rinnovabili, la gestione delle infrastrutture e l'innovazione digitale sono tra le leve principali che guidano il processo di identificazione degli investimenti.

## 7.1 Driver

La pianificazione degli interventi è guidata da leve strategiche che confluiscono nei driver definiti con le linee guida dei Piani di Sviluppo 2025 nella Delibera 521/2024/R/eel:

- **Transizione energetica:** identifica gli interventi finalizzati ad accogliere nuova produzione rinnovabile (hosting capacity) e a soddisfare i fabbisogni derivanti dall'elettrificazione dei consumi (loadability);
- **Resilienza:** identifica gli interventi destinati a incrementare la capacità della rete (e dei suoi componenti) di fronteggiare eventi metereologici estremi e condizioni straordinarie;
- **Controllo tensione/Gestione energia reattiva:** identifica gli interventi destinati a migliorare la qualità del servizio reso in termini di continuità e regolarità dei valori di tensione nonché alla corretta gestione dei flussi di energia reattiva;
- **Qualità tecnica** (continuità del servizio, ammodernamento asset): identifica gli interventi volti a garantire il corretto esercizio della rete e ad assicurare regolarità alla fornitura di energia, inclusi interventi in sicurezza della rete;

- **Digitalizzazione**, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica: identifica gli investimenti a supporto di servizi nuovi (compresi flessibilità e servizi ancillari e monitoraggio rete in tempo reale per individuazione guasti con possibile funzionalità predittiva) garantiti tramite la digitalizzazione degli elementi di rete e l'applicazione di tecnologie avanzate per la diagnostica;
- **Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza**: investimenti che riguardano tutte le modifiche e migliorie necessarie per garantire che la rete elettrica sia più sostenibile e sicura, sia per l'ambiente che per le persone.

Tutti i driver sopra citati sono orientati principalmente a mantenere e migliorare le condizioni di adeguatezza delle reti e degli impianti, al fine di rispondere adeguatamente alla domanda dell'utenza, sia attiva che passiva. Inoltre, l'obiettivo è quello di migliorare la sicurezza e l'esercizio della rete di distribuzione, incrementando anche l'affidabilità e la qualità del servizio. Altro aspetto fondamentale è l'aumento della resilienza della rete, per garantire una maggiore stabilità e reattività in caso di eventi critici. L'efficienza operativa viene inoltre migliorata mediante la minimizzazione delle perdite di rete, infine la digitalizzazione della rete di distribuzione viene potenziata attraverso l'adozione di tecnologie avanzate che supportano la gestione e il monitoraggio, rendendo il sistema complessivo più efficiente.

## 7.2 Criteri di pianificazione

Il processo di pianificazione degli interventi si compone di diverse fasi consecutive comuni a tutte le tipologie di intervento che verranno approfondite nel dettaglio all'interno del Capitolo 8. In linea generale, l'approccio adottato si può sintetizzare come descritto di seguito:

1. **Analisi della rete esistente**: si parte dalla raccolta e dall'analisi dei dati fisici ed economici della rete attuale. Questo include principalmente:
  - la valutazione dello stato degli asset in esercizio (tipologia e vetustà), dei vincoli operativi e di manutenzione, dello storico dei guasti (tipologie e cause) e dell'evoluzione tecnologica. L'obiettivo è individuare eventuali criticità che potrebbero compromettere l'efficienza e l'affidabilità della rete.;
  - L'analisi delle richieste di connessione attive e passive;
2. **Studio degli scenari futuri**: si analizzano gli scenari previsionali nell'ambito del settore energetico e lo stato attuale della rete per comprendere le possibili evoluzioni e le nuove esigenze. A questo si aggiunge la valutazione delle richieste dell'utenza, per individuare potenziali criticità o necessità di adeguamento della rete;
3. **Individuazione delle esigenze di rete**: una volta analizzati gli scenari, si identificano le esigenze specifiche della rete per garantire uno sviluppo adeguato e in linea con la domanda futura;
4. **Valutazione della fattibilità tecnica**: si individuano le soluzioni tecniche più idonee per rispondere alle esigenze della rete, con l'obiettivo principale di massimizzare l'efficacia degli interventi, garantendo al contempo la compatibilità con l'infrastruttura esistente;
5. **Analisi della fattibilità economica**: si verifica la sostenibilità economica delle soluzioni tecniche individuate, attraverso un'analisi costi-benefici;
6. **Pianificazione degli interventi**: una volta definite le soluzioni più appropriate, gli interventi vengono pianificati all'interno del Piano di sviluppo coerentemente con le strategie aziendali nel quinquennio di riferimento e con i driver di pianificazione.



**Figura 41 - Processo di pianificazione degli interventi**

Con riferimento alle ultime fasi del processo, nella prioritizzazione degli interventi concorrono più aspetti sia tecnici che economici ma anche strategici, nonché eventuali valutazioni congiunte con stakeholder rilevanti.

Inoltre, le peculiarità proprie di ciascuna porzione di rete di distribuzione comportano l'adozione di modalità di individuazione delle soluzioni tecniche anche differenti tra ciascuna porzione di rete servita.

Per i dettagli puntuali circa le metodologie di identificazione per le diverse tipologie di intervento applicate in riferimento anche alle relative finalità, si rimanda alla specifica sezione dedicata nel Capitolo 8.

## 7.3 Modalità di rappresentazione degli interventi

Per quanto riguarda la modalità di rappresentazione degli interventi, è stata adottata una rappresentazione puntuale per gli interventi caratterizzati da importi più rilevanti, quindi tipicamente per quelli in Alta Tensione. La modalità di presentazione dei lavori in forma aggregata è stata, invece, ritenuta più rappresentativa per ulteriori interventi AT meno rilevanti, per gli interventi di media e bassa tensione, nonché per gli interventi definiti di “Telecontrollo”, ovvero relativi alla digitalizzazione e ai sistemi centrali di telecontrollo.

Infine, sono stati riportati aggregati AT e/o MT per progetti specifici che sono stati oggetto di analisi costi-benefici per candidatura all’”Istanza di Ammissione relativa ad Interventi sulla rete di distribuzione”, in ottemperanza alla delibera Arera 617/2023/R/eel. Ciascun aggregato è stato definito in riferimento all’impianto primario che sottende la porzione di rete MT oggetto di intervento oppure, dove possibile, secondo una logica di aggregazione di impianti primari con interconnessioni infrastrutturali che consentono la contro-alimentabilità. Si specifica che ciascun aggregato di questa tipologia corrisponde in maniera univoca a un progetto specifico presentato in Istanza e il riferimento all’interno dell’Appendice è l’allegato 3.

Si riporta di seguito una sintesi delle diverse modalità di rappresentazione per livello di tensione, con indicazione del tipo di aggregazione e delle tipologie di interventi:

Livello di Tensione	Tipologia di Aggregazione	Tipologie di Interventi	Riferimento Appendice
AT	Interventi nominativi per impianto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuovo/Rinnovo Cabina Primaria</li> <li>• Nuovo/Rinnovo Centro Satellite</li> <li>• Interventi per la gestione dell’energia reattiva</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allegato 1.2</li> </ul>
	Aggregati Regionali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Altri interventi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allegato 1.2</li> </ul>
MT	Aggregati Provinciali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuovo/Rinnovo Cabina Secondaria</li> <li>• Nuovo/Rinnovo Linee MT</li> <li>• Altri interventi</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allegato 2</li> </ul>
BT	Aggregati Regionali	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuovo/Rinnovo Linee BT</li> <li>• Prese BT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allegato 4</li> </ul>
Altro	Aggregato nazionale	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Telecontrollo e interventi di Digitalizzazione</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allegato 5</li> </ul>
Altro	Aggregato per Intervento specifico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rinnovo Cabina Primaria/Nuovo Centro Satellite e/o Nuove/Rinnovo Linee MT</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Allegato 3</li> </ul>

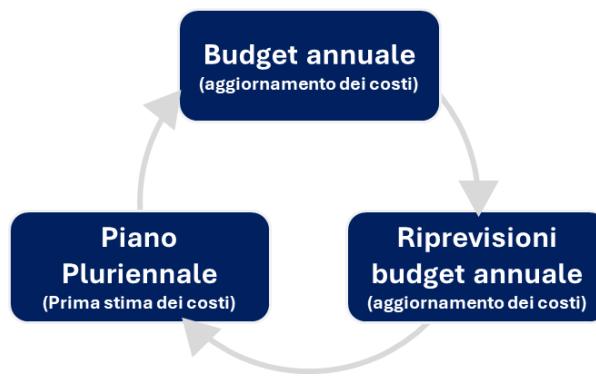
Tabella 4 - Modalità di rappresentazione degli interventi per livello di tensione

## 7.4 Analisi Costi-Benefici

### 7.4.1 Stima dei costi degli interventi

La metodologia di stima dei costi si basa sull'individuazione di tutte le voci di costo per ciascun intervento, sia in termini di costi di investimento per la sua realizzazione (Capex) sia in termini di costi operativi sostenuti nel periodo di vita utile (Opex).

La stima dei costi effettuata nella prima fase di pianificazione degli interventi viene rivista e aggiornata coerentemente con le fasi successive di definizione del budget annuale e le sue riprevisionsi nel corso dell'anno. Inoltre, con l'evoluzione dello stato di avanzamento degli interventi, vengono ulteriormente aggiornate.



**Figura 42 - Processo di analisi dei costi**

La pianificazione economica delle infrastrutture elettriche risente notevolmente di specificità territoriali, di variabili esogene che potrebbero determinare rilevanti variazioni del costo stimato tra il momento di pianificazione ed il momento dell'entrata in esercizio dell'opera.

#### *Stima dei costi CAPEX*

Per quanto riguarda i costi di investimento si distinguono tre principali categorie per livello di tensione:

- Interventi su rete AT;
- Interventi su rete MT;
- Interventi su rete BT.

La metodologia prevede, fin dalla prima fase del progetto, la stima di tutte le voci di costo di ciascun intervento, considerando le principali “categorie base” (specifiche a seconda del livello di tensione).

In particolare, individuato il **Prezzo unitario (Pu)** per ogni categoria base di intervento, il **Costo unitario (Cu)** è calcolato come la somma tra il Prezzo unitario e la voce **altri costi** (relativa agli asservimenti, all'ottemperanza di prescrizioni, incarichi, prestazioni e servizi professionali, collaudi, pubblicazioni, etc.):

$$\text{Costo unitario}(Cu) = \text{Prezzo unitario} (Pu) + \text{Altri costi}$$

Il costo complessivo di un'opera, realizzata con una serie di interventi afferenti a più categorie base, si ottiene con la sommatoria dei prodotti fra le consistenze ed i rispettivi costi unitari per ogni categoria base, incrementata da ulteriori costi (personale, eventuali demolizioni, etc.):

$$\text{Costo opera}(Co) = \sum_{k=1}^{k=n \text{ categorie}} [\text{Costo unitario } (Cu) * \text{Consistenza}] + \text{Altri costi}$$

La presente metodologia si riferisce a interventi e opere del Piano, e si applica alle “opere standard” caratterizzate da un accettabile livello di standardizzazione progettuale. Non si intende applicabile alle “opere speciali” per le quali, in ragione del carattere innovativo della soluzione progettuale, della scarsa ampiezza del mercato di riferimento, la stima del costo di investimento deve necessariamente basarsi su analisi specifiche.

In particolare, i costi effettivi possono discostarsi in modo significativo da quelli medi per effetto delle seguenti variabili che incidono sulla voce “altri costi”:

- costo delle prestazioni di terzi e delle forniture: questi costi variano in maniera significativa nel territorio servito da E-Distribuzione, in particolare per il diverso costo della mano d’opera e dei materiali di fornitura (calcestruzzo, inerti, mezzi d’opera, ecc.);
- caratteristiche del territorio:
  - l’orografia o la tipologia del terreno possono richiedere l’impiego di tecnologie o mezzi d’opera caratterizzati da costi più elevati rispetto ai casi standard;
  - il pregi ambientale può comportare opere di mitigazione, prescritte da Autorità o Enti preposti;
  - il valore commerciale dei suoli interessati dalle nuove opere da costruire può determinare degli indennizzi per servitù di elettrodotto particolarmente elevati;
  - la densità degli insediamenti attraversati dai nuovi impianti può comportare la necessità di realizzare linee aeree con tracciati scarsamente lineari, con conseguente aumento del numero e del costo dei sostegni (riduzione della lunghezza delle campate, riduzione del numero dei sostegni “di rettilineo”, aumento dei sostegni speciali e/o “d’angolo”), oppure linee in cavo sotterraneo in presenza di un elevato numero di sottoservizi, pertanto di complessa esecuzione.

Per ciascun livello di tensione, di seguito vengono descritti:

- Principali tipologie di interventi;
- Costi medi unitari per interventi standard.

#### Costi di Investimento: Interventi sulla rete AT

Per ogni intervento relativo alla realizzazione di Cabine Primarie di trasformazione AT/MT per la distribuzione elettrica e alle Linee di Trasmissione AT, sono state individuate le principali categorie base relative a condizioni standard di progetto, quali ad esempio terreno pianeggiante, accessibilità non critica al sito, etc.

Per la stima dei costi di investimento relativi agli interventi sulla rete AT, le principali voci di costo che contribuiscono alla definizione del costo totale dell’intervento sono relative a materiali, prestazioni di terzi, personale interno ed eventuali costi accessori. In particolare, questi ultimi sono relativi agli studi e alla progettazione per gli iter autorizzativi (istanze autorizzative), per l’esecuzione delle indagini ed approfondimenti tematici, e per la gestione degli acquisti e dei contratti d’appalto, direzione lavori, opere di mitigazione ambientale, Coordinamento di Sicurezza in ambito di Progettazione (CSP) ed Esecuzione (CSE) dell’opera, collaudi tecnico - amministrativi, prove funzionali e messa in servizio, finiture e chiusura cantiere.

Si riportano di seguito i costi medi unitari relativi ai principali interventi AT con evidenza dell’incidenza percentuale delle principali voci di costo:

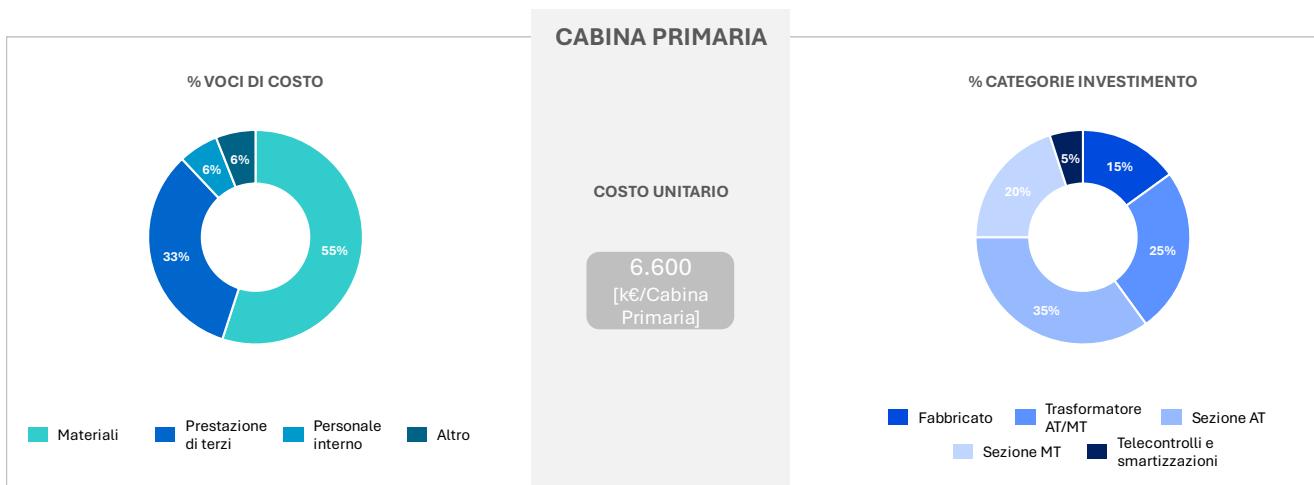


Figura 43 - Costi CAPEX Cabina Primaria

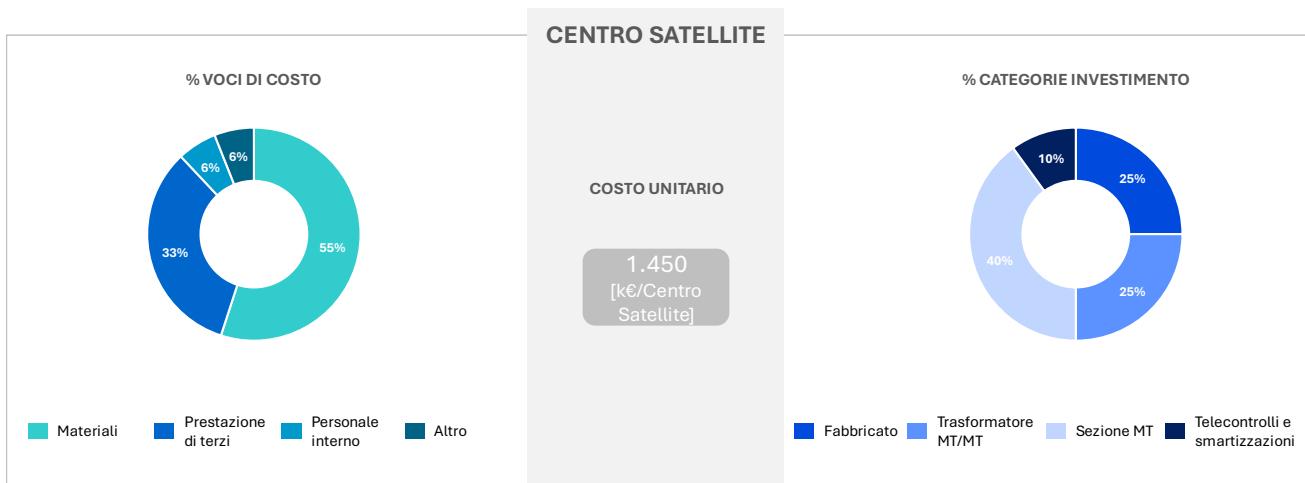


Figura 44 - Costi CAPEX Centro Satellite

### Costi di Investimento: Interventi sulla rete MT

Per la stima dei costi di investimento relativi agli interventi sulla rete MT, le principali voci di costo che contribuiscono alla definizione del costo totale dell'intervento sono relative a materiali, prestazioni di terzi, personale interno ed eventuali costi accessori (imposte e canoni, etc.).

Si riportano di seguito i costi medi unitari relativi alle linee MT e alle cabine secondarie con evidenza dell'incidenza percentuale delle principali voci di costo:

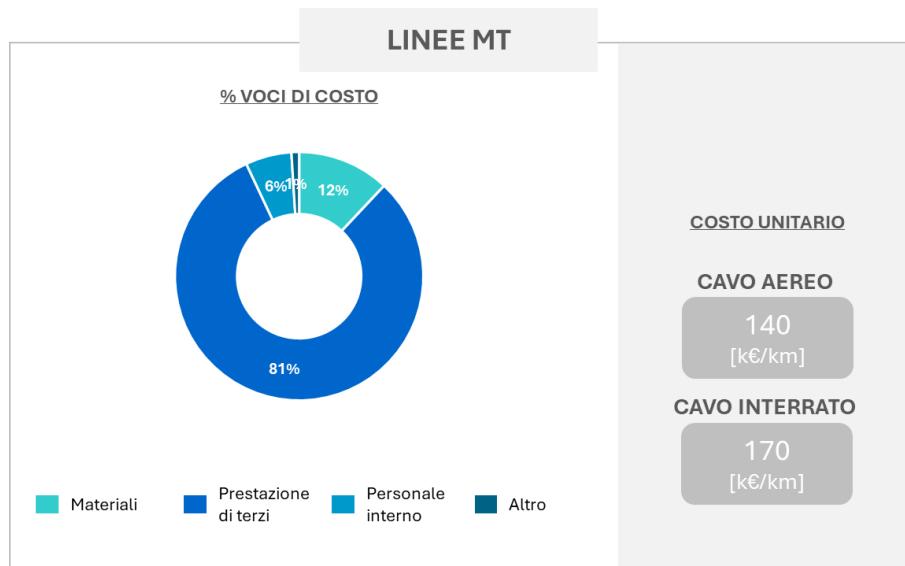


Figura 45 - Costi CAPEX Linee MT

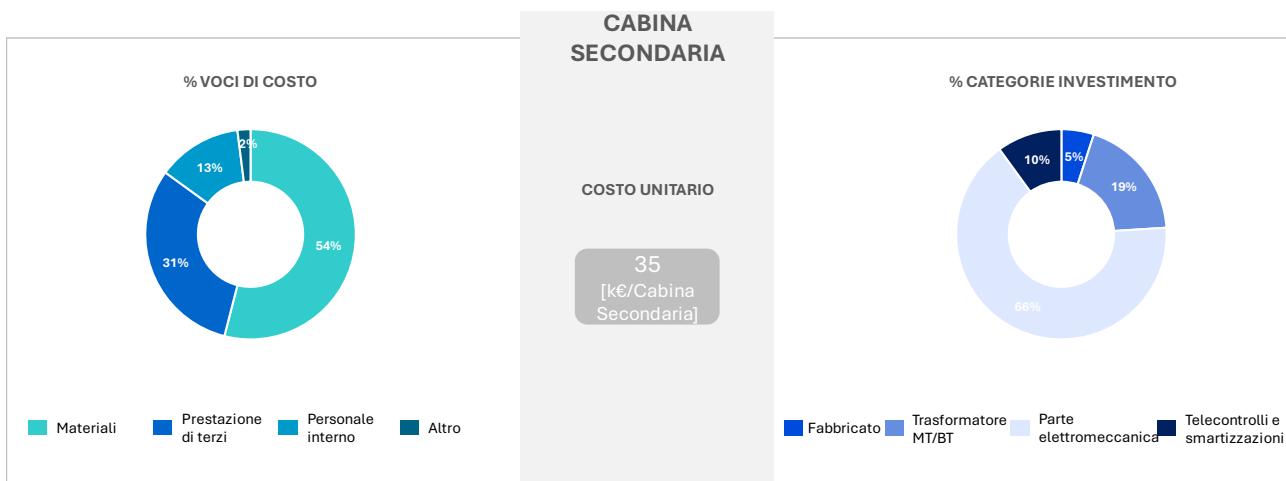


Figura 46 - Costi CAPEX Cabine Secondarie

I costi medi unitari considerati vengono applicati alle consistenze di riferimento (km), inoltre si intendono riferiti ad opere realizzate in contesti ambientali standard.

#### Costi di Investimento: Interventi sulla rete BT

Per la stima dei costi di investimento relativi agli interventi sulla rete BT, le principali voci di costo che contribuiscono alla definizione del costo totale dell'intervento sono relative a materiali, prestazioni di terzi, personale interno e autoparco.

Si riportano di seguito i costi medi unitari relativi alle linee BT con evidenza dell'incidenza percentuale delle principali voci di costo:



Figura 47 - Costi CAPEX Linee BT

I costi unitari considerati vengono applicati alle consistenze di riferimento (km), inoltre si intendono riferiti ad opere realizzate in contesti ambientali standard.

### Stima dei costi OPEX

I costi operativi sono definiti per tipologia di attività e si riferiscono prevalentemente a costi di manutenzione preventiva. La manutenzione preventiva consta di attività di tipo periodico che sono legate a vincoli normativi e attività “on-condition” legate alla risoluzione di criticità impiantistiche rilevate tramite ispezioni o segnalate dal sistema di monitoraggio della rete. La stima del fabbisogno economico per le attività di manutenzione preventiva viene effettuata seguendo un criterio “volumi per quantità”, come riportato nella sezione relativa agli investimenti. Per definire i Costi Operativi unitari annui è stata condotta un’analisi basata su dati storici, con solo riferimento ad interventi standard e senza tenere conto di eventuali manutenzioni su guasto e/o straordinarie.

Si riportano di seguito dettagli e specificità relativi alle diverse tipologie di manutenzione degli impianti.

### Manutenzione Programmata

L’attività accoglie i costi di personale, materiali, forniture, prestazioni ed altri costi relativi alla manutenzione preventiva degli impianti di E-Distribuzione effettuata per mantenere gli impianti in condizioni di normale funzionamento (senza modificarne la potenzialità) e di prevenire il degrado della loro prestazione e conseguenti guasti o disservizi. Tale manutenzione è eseguita ciclicamente o a date prestabilite su impianti o parti d’impianto sulla base di programmi nominativi elaborati su criteri unificati o norme tecniche.

### Manutenzione Predittiva

L’attività accoglie i costi di personale, prestazioni ed altri costi relativi a controlli su impianti o elementi di impianto di E-Distribuzione effettuati in base a programmi preventivamente stabiliti nell’ambito del normale ciclo di pianificazione e budget e alle ispezioni periodiche su impianto stabiliti dalle normative tecniche e/o normative di legge. Rientrano in questa categoria anche i costi dei piccoli interventi eseguiti contestualmente al loro svolgimento (pulizie, rabbocchi, piccole riparazioni, ecc.). L’attività accoglie

altresì i costi relativi a controlli su impianti o elementi di impianto di E-Distribuzione non compresi nei programmi di attività, ma determinati da particolari esigenze quali:

- Rilevazione sul campo di grandezze elettriche (correnti, tensioni, interruzioni, ecc.) nell'ambito di approfondimenti funzionali al monitoraggio degli impianti o alla ricerca di cause di disservizi.
- Segnalazioni di situazioni anomale provenienti da personale E-Distribuzione o da Terzi.
- Criticità evidenziate dal sistema di telecontrollo.

### **Manutenzione per “Taglio Piante”**

L'attività accoglie i costi di personale, prestazioni ed altri costi relativi al taglio piante o rami a programma o a seguito di ispezione. Tale attività è finalizzata a prevenire i contatti della vegetazione con gli impianti di Rete per evitare interruzioni del servizio e consentire un normale accesso agli impianti.

### **Manutenzione su Condizione**

L'attività accoglie i costi di personale, materiali, forniture, prestazioni ed altri costi relativi alla manutenzione preventiva degli impianti di E-Distribuzione, effettuata a seguito di ispezioni periodiche o mirate, che non è differibile nel tempo e che non rientra nel programma degli interventi nominativi. Tale attività è finalizzata al mantenimento degli impianti in condizioni di normale funzionamento e alla prevenzione del degrado della loro prestazione e conseguenti guasti e disservizi.

#### **Costi di Esercizio degli impianti**

I costi operativi unitari annui vengono ricavati dai costi storici di E-Distribuzione per analoghe tipologie di impianto. La stima del fabbisogno economico per i costi di esercizio degli impianti viene effettuata seguendo un criterio “volumi per quantità”, come riportato nelle sezioni precedenti. Di seguito è indicata la media dei costi standard dell’ultimo triennio per le principali tipologie di impianti:

<b>Asset</b>	<b>UdM</b>	<b>Costi Operativi unitari annui Manutenzione</b>
Linee aeree MT	<i>k€/km</i>	0,6
Linee in cavo interrato MT	<i>k€/km</i>	0,6
Cabine secondarie	<i>k€/n.</i>	0,1
Cabine primarie	<i>k€/n.</i>	18
Centri satellite	<i>k€/n.</i>	5
Linee BT	<i>k€/km</i>	0,1

Tabella 5 - Costi Operativi Unitari Annui Manutenzione Preventiva + Guasto

#### **7.4.2 Stima dei benefici degli interventi**

Nel seguente paragrafo si riporta una descrizione della metodologia utilizzata per la valorizzazione dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione elettrica, focalizzandosi in particolare sugli interventi oggetto dell’“Istanza Di Ammissione Relativa A Interventi Sulle Reti Di Distribuzione”, in ottemperanza alla delibera Arera 617/2023/R/eel.

Prendendo a riferimento la delibera 112/2025/R/EEL, che contiene la **definizione delle modalità di calcolo, delle valorizzazioni e degli altri parametri relativi alle categorie di beneficio per le analisi costi benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell’energia elettrica**, sono

state individuate ed analizzate sette categorie principali di benefici che derivano da interventi infrastrutturali:

---

**BP1** Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondate di calore

---

**BA3** Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie

---

**BP4** Costi evitati attesi per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BA3

---

**BP5** Riduzione della mancata produzione rinnovabile per effetto delle interruzioni

---

**BP7** Costi evitati di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento

---

**BP8** Costi evitati di esercizio e manutenzione su base continuativa

---

**BP10** Effetti della variazione attesa delle perdite di rete

---

Si riporta di seguito la descrizione di dettaglio delle tipologie di beneficio sopra elencate, con sintesi della metodologia utilizzata. Infine, a conclusione del capitolo, vengono sintetizzati e riepilogati i principali parametri applicati.

#### **Benefici legati alla riduzione delle interruzioni**

Il beneficio denominato BP1 misura la diminuzione delle interruzioni del servizio elettrico ai clienti finali in condizioni climatiche estreme dovute a ondate di calore.

Il beneficio BA3, analogo al BP1, si riferisce a situazioni operative standard, non influenzate da condizioni climatiche estreme come le ondate di calore.

Per entrambi i benefici **BP1** (ondate di calore) e **BA3** (condizioni ordinarie), il calcolo si basa sulla **potenza consumata interrotta media**. Questa è stimata moltiplicando gli scambi medi delle diverse tipologie di utenza (domestica BT, non domestica BT, MT) per il numero di utenti disalimentati.

Un aspetto chiave è la **proiezione della crescita dei consumi elettrici** su un orizzonte di 25 anni, con tassi di crescita differenziati:

- Fino al 2030, basati sugli scenari energetici regionali del Piano di Sviluppo;
- Dal 2031 in poi, con un incremento del 10% per riflettere l'aumento di adozione di soluzioni elettrificate (e.g. pompe di calore, veicoli elettrici).

Per calcolare il beneficio vengono confrontate le **probabilità di guasto** (prima e dopo l'intervento), considerando fattori come:

- il tasso di indisponibilità delle contro-alimentanti prima e dopo l'intervento (Tasso di indisponibilità)
- il **coefficiente**, elaborato con un modello climatico interno, **che valuta l'evoluzione delle ondate di calore** negli anni di analisi (Coefficiente forward-looking sui guasti attesi su base scenario RCP 4.5 e tasso di guasto storico).

L'obiettivo è quantificare il miglioramento dell'affidabilità del servizio e attribuire un valore economico alla riduzione dei disservizi in scenari climatici particolarmente critici (BP1) e un valore economico derivante dalla riduzione dei disservizi in condizioni ordinarie (BA3).

#### **BP4 - Costi evitati legati alle emergenze (gruppi elettrogeni e CO<sub>2</sub>)**

Il beneficio BP4 comprende due principali componenti:

1. **Riduzione dei costi operativi**, dovuta al minor impiego di gruppi elettrogeni durante le situazioni di emergenza;
2. **Diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>**, derivante dalla riduzione dell'utilizzo di tali gruppi.

Entrambi i benefici sono quantificati in relazione all'energia che, in assenza di interventi sulla rete, sarebbe stata erogata tramite gruppi elettrogeni (energia non fornita). All'interno del modello si considera l'evoluzione futura di tali costi, al fine di tenere conto delle variazioni attese nei prezzi (ad esempio dei combustibili).

#### **BP5 - Maggiore continuità della produzione da fonti rinnovabili**

Questo beneficio valuta il contributo che gli interventi sulla rete elettrica hanno sulla riduzione delle interruzioni nella produzione da impianti fotovoltaici, migliorando così la continuità dell'energia generata da fonti rinnovabili.

Ai fini del calcolo, si considera esclusivamente la produzione fotovoltaica connessa a linee di media tensione. Il beneficio viene stimato in termini di energia rinnovabile che si riesce a "preservare" grazie alla diminuzione dei guasti e delle interruzioni.

La valutazione include la proiezione della crescita attesa della capacità fotovoltaica, riconoscendo che l'importanza di questo beneficio aumenterà nel tempo con l'espansione della generazione da fonti rinnovabili. In particolare, la crescita della produzione fotovoltaica su 25 anni viene proiettata con un tasso esponenziale fisso.

#### **BP7 - Riduzione dei costi di manutenzione straordinaria post-guasto**

Questo beneficio si basa sulla riduzione dei costi sostenuti per interventi urgenti di riparazione, resi meno frequenti grazie alla diminuzione dei guasti ottenuta con gli interventi sulla rete.

Per la quantificazione del BP7, si stima il numero di guasti evitati nel tempo a seguito dell'intervento. Inoltre, si effettua una distinzione tra i costi di riparazione in condizioni operative normali e quelli sostenuti in contesti straordinari – come le ondate di calore. Tale approccio consente di valutare in modo più accurato il risparmio economico generato dalla maggiore affidabilità della rete.

#### **BP8 - Costi evitati di manutenzione ordinaria**

Questo beneficio quantifica la riduzione dei costi operativi legati alla manutenzione ordinaria della rete – come il taglio della vegetazione o i controlli preventivi – ottenuta grazie al miglioramento della sua affidabilità.

Una rete più resiliente richiede infatti un numero inferiore di interventi preventivi e correttivi. La valorizzazione del beneficio considera pertanto i risparmi derivanti da una minore necessità di risorse operative, inclusi personale, mezzi e materiali.

### B10 - Effetti della variazione attesa delle perdite di rete

Questo beneficio valuta l'impatto degli interventi sulle perdite di rete, quantificando il totale di emissioni di CO<sub>2</sub> associate all'ammontare di energia non dissipata.

In particolare, la valutazione avviene modellizzando l'impatto degli interventi a livello di **Ramo di Linea MT**, per poi aggregare i dati a livello di Linea MT.

Il calcolo si basa sulla **variazione di resistenza** di ciascun ramo (influenzata dalla sezione, lunghezza e materiale del cavo) e dalla **corrente media** che vi circola, la cui crescita è allineata allo scenario energetico di riferimento.

#### Dettagli su metodologie e parametri per calcolo benefici

##### **Probabilità di guasto singola (prima e dopo l'intervento)**

La probabilità di guasto viene calcolata per singola linea MT a partire dai tassi di guasto rilevati sulla rete per tipologia di elemento di rete utilizzando un aggregato provinciale, stimando la probabilità di interruzione del servizio causata da indisponibilità di alcuni elementi della rete e determinandone l'impatto in termini di durata e di clienti interessati.

In particolare, la probabilità di guasto di rete pre-intervento ( $P_{pre}$ ) rappresenta la probabilità che vi sia almeno un ramo guasto sulla rete, calcolata come complementare a uno rispetto alla probabilità che tutti i rami della rete siano funzionanti, utilizzando la seguente formula:

$$P_{pre} = 1 - \prod_{i=1}^R (1 - P_r^i)$$

In cui:

- $P_{pre}$  : probabilità di guasto di rete prima dell'intervento
- $P_r^i$  : probabilità del ramo  $i$ -esimo della rete
- $R$  : numero totale di rami critici della rete

Il valore di probabilità di guasto del ramo nella situazione post-intervento ( $P_{post}$ ) si ottiene simulando la sostituzione di tutti i conduttori del ramo critico e viene calcolato nel seguente modo, in linea con la letteratura tecnica:

$$P_{post}(t) = 1 - e^{-TG_{post} \cdot t}$$

In cui:

- $P_{post}$  : probabilità di guasto del ramo post-intervento in ondata di calore;
- $TG_{post}$ : tasso di guastabilità del ramo post-intervento in ondata di calore

### **Tasso di indisponibilità delle contro-alimentanti**

Il tasso di indisponibilità di rete  $I_{pre}$  rappresenta la capacità di contro-alimentazione della rete (o aggregato di rete) in condizioni di emergenza per ondata di calore. Per determinare questo parametro, si è proceduto a un'analisi statistica sulla base dei dati storici delle interruzioni lunghe e permanenti del periodo 2016-2023 in condizione di ondate di calore.

Si sono considerati i valori di Catania 2023 come valori massimi per le percentuali di indisponibilità delle linee. Per ciascun ambito si è normalizzato il tasso di indisponibilità effettivo mettendo in relazione la media delle percentuali di indisponibilità degli eventi avvenuti nel periodo 2016-2023 in ciascun ambito, con i relativi valori di riferimento degli ambiti di Catania.

Ottenuto il tasso di indisponibilità  $I_{pre}$  per ciascun ambito si è proceduto a proporzionare i tassi di indisponibilità  $I_{post}$  dei diversi ambiti con quanto registrato per gli ambiti di riferimento di Catania in relazione ai diversi livelli di concentrazione (es. alta, media, bassa).

In relazione agli ambiti di e-distribuzione si evidenzia una media del tasso di indisponibilità  $I_{pre}$  pari a 0,1381 e una media del tasso di indisponibilità  $I_{post}$  pari a 0,0268

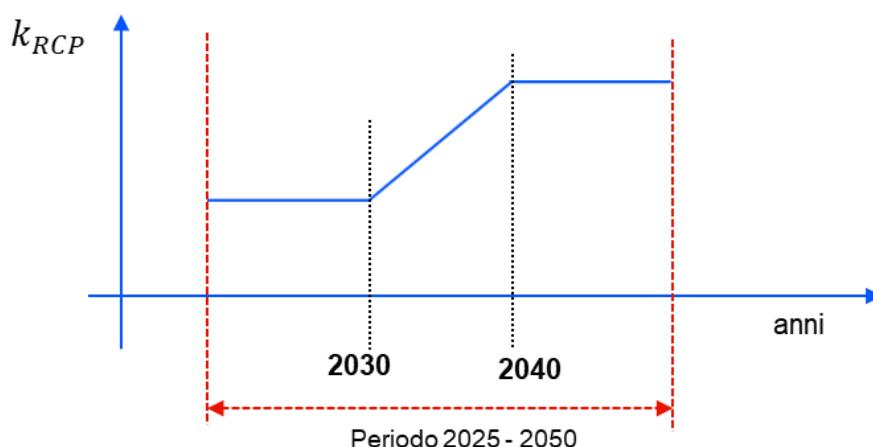
### **Coefficiente forward-looking sui guasti attesi su base scenario RCP 4.5 e tasso di guasto storico**

Il coefficiente  $k_{RCP}$  tiene conto dell'evoluzione dei fenomeni meteoclimatici e della conseguente crescita dei guasti attesi, e rappresenta il rapporto tra il tasso di guasto atteso e il tasso di guasto storico:

$$k_{RCP} = \frac{\text{tasso di guasto atteso}}{\text{tasso di guasto storico}}.$$

Esso assume valore massimo pari a 1,75 ed è stato elaborato mediante un modello climatico sviluppato sulla base dello scenario RCP 4.5 di cui al capitolo 2. Per la modellazione del coefficiente vengono utilizzati due anni cardine: 2030 e 2040. L'andamento del  $k_{RCP}$  è il seguente:

- costante fino al 2030 con il valore assunto all'anno cardine 2030
- crescita lineare tra il 2030 e il 2040 per il raggiungimento del valore dell'anno cardine 2040
- costante post 2040 tenendo fisso il valore previsto per l'anno cardine 2040



Di seguito vengono riportati i valori applicati di  $k_{RCP}$  per ciascuna provincia:

Provincia	K RCP - Rapporto tasso di guasto atteso scenario RCP 4.5 (2030) e tasso di guasto storico	K RCP - Rapporto tasso di guasto atteso scenario RCP 4.5 (2040) e tasso di guasto storico
AGRIGENTO	1,609	1,750
ALESSANDRIA	1,394	1,750
ANCONA	1,542	1,750
AREZZO	1,653	1,750
ASCOLI PICENO	1,491	1,750
AVELLINO	1,750	1,750
BARI	1,555	1,750
BARLETTA-ANDRIA-TRANI	1,499	1,721
BENEVENTO	1,685	1,750
BERGAMO	1,529	1,750
BOLOGNA	1,403	1,733
BRESCIA	1,434	1,750
BRINDISI	1,694	1,750
CAGLIARI	1,412	1,664
CALTANISSETTA	1,646	1,750
CAMPOBASSO	1,550	1,740
CASERTA	1,628	1,750
CATANIA	1,627	1,750
CATANZARO	1,670	1,750
CHIETI	1,509	1,750
COMO	1,391	1,750
COSENZA	1,530	1,750
CREMONA	1,390	1,735
CROTONE	1,548	1,750
CUNEO	1,476	1,750
ENNA	1,735	1,750
FERMO	1,560	1,750
FERRARA	1,447	1,750
FIRENZE	1,626	1,750
FOGGIA	1,499	1,665
FORLÌ-CESENA	1,497	1,750
FROSINONE	1,668	1,750
GROSSETO	1,682	1,750
LA AQUILA	1,750	1,750
LA SPEZIA	1,750	1,750
LATINA	1,718	1,750
LECCE	1,750	1,750
LUCCA	1,523	1,750
MACERATA	1,570	1,750
MANTOVA	1,402	1,720
MATERA	1,617	1,750
MESSINA	1,662	1,750
MILANO	1,428	1,750
MODENA	1,397	1,750

Provincia	K RCP - Rapporto tasso di guasto atteso scenario RCP 4.5 (2030) e tasso di guasto storico	K RCP - Rapporto tasso di guasto atteso scenario RCP 4.5 (2040) e tasso di guasto storico
MONZA E DELLA BRIANZA	1,000	1,000
NAPOLI	1,731	1,750
NOVARA	1,453	1,750
NUORO	1,645	1,750
ORISTANO	1,511	1,750
PADOVA	1,449	1,750
PALERMO	1,603	1,750
PARMA	1,460	1,750
PAVIA	1,391	1,750
PERUGIA	1,607	1,750
PESARO E URBINO	1,525	1,750
PESCARA	1,526	1,750
PIACENZA	1,431	1,750
PISA	1,592	1,750
PISTOIA	1,750	1,750
PORDENONE	1,640	1,750
POTENZA	1,739	1,750
PRATO	1,601	1,750
RAGUSA	1,710	1,750
RAVENNA	1,432	1,737
REGGIO CALABRIA	1,633	1,750
REGGIO NELL'EMILIA	1,418	1,723
RIETI	1,508	1,750
RIMINI	1,528	1,750
ROMA	1,504	1,750
ROVIGO	1,398	1,750
SALERNO	1,750	1,750
SASSARI	1,540	1,750
SIENA	1,595	1,750
SIRACUSA	1,000	1,000
SUD SARDEGNA	1,000	1,000
TARANTO	1,575	1,750
TERAMO	1,526	1,750
TERNI	1,579	1,750
TORINO	1,358	1,750
TRAPANI	1,464	1,732
TREVISO	1,554	1,750
UDINE	1,714	1,750
VENEZIA	1,658	1,750
VERCELLI	1,447	1,750
VERONA	1,416	1,750
VIBO VALENTIA	1,684	1,750
VICENZA	1,568	1,750
VITERBO	1,540	1,750



e-distribuzione

e-distribuzione

# ESIGENZE DI SVILUPPO

Si presentano le tipologie di interventi individuate come prioritarie, in relazione a ciascuno dei driver di sviluppo, presentando specifiche soluzioni tecniche, come potenziamento della rete, automazione, e conformità alle normative ambientali e di sicurezza.

Attraverso il processo di pianificazione, si individuano gli interventi necessari per adeguare l'infrastruttura di rete alle sfide poste dalla transizione energetica, coerentemente ai principali driver di sviluppo (indicati nel capitolo precedente).

La pianificazione degli interventi sulla rete di distribuzione è un processo strategico che prende avvio dall'analisi dello stato attuale della rete e dalle prospettive future del sistema energetico. In un contesto in continua evoluzione, caratterizzato da una crescente penetrazione delle fonti rinnovabili, dall'elettrificazione dei consumi e dalle sfide legate alla sicurezza e alla resilienza della rete, è fondamentale adottare un approccio che privilegi azioni mirate in tal senso.

In questo capitolo verranno illustrate le tipologie di interventi prioritarie, in relazione a ciascuno dei driver di sviluppo indicati nel precedente capitolo precedente.

## 8.1 Transizione Energetica

Il driver della transizione energetica identifica tutti gli interventi finalizzati a soddisfare i fabbisogni derivanti dall'elettrificazione dei consumi (loadability) e a migliorare la capacità della rete di distribuzione di accogliere nuove fonti di generazione distribuita (hosting capacity).

L'elettrificazione dei consumi punta a promuovere una transizione verso un sistema energetico più sostenibile attraverso il miglioramento delle infrastrutture, l'implementazione di tecnologie smart e di soluzioni di accumulo. L'obiettivo principale è rendere disponibile una maggiore potenza agli utenti connessi in media e bassa tensione e abilitare nuove connessioni, incluse infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica. Per quanto riguarda la hosting capacity, il cui obiettivo principale è quello di favorire la connessione di impianti di Generazione Distribuita, si rende necessario predisporre la rete per garantire una efficace integrazione degli impianti esistenti ed accogliere i consistenti volumi di connessioni attesi per il futuro sulla rete di media e bassa tensione.

Pertanto, il driver della transizione energetica si basa principalmente su interventi di realizzazione di nuovi asset e/o potenziamento dell'infrastruttura di alta, media e bassa tensione, così declinati:

### Interventi AT/MT

- realizzazione di nuove cabine primarie native «smart»;

- ampliamento/potenziamento di cabine primarie esistenti con aggiunta/sostituzione trasformatori.

#### Interventi MT/BT

- Realizzazione di nuove linee MT e/o potenziamento di linee MT esistenti;
- Realizzazione di nuove cabine secondarie e/o potenziamento di cabine secondarie esistenti;
- Realizzazione di nuove linee BT e/o potenziamento di linee BT esistenti.

## 8.2 Resilienza

La resilienza rappresenta la capacità di un sistema di resistere a sollecitazioni estreme e di ripristinare, nel più breve tempo possibile, la propria operatività. La resilienza della rete elettrica dipende sia dalla robustezza intrinseca dei componenti e dalla struttura della rete, sia dalla possibilità di effettuare riconfigurazioni della rete stessa, attraverso sistemi di controllo remoto.

Il processo di pianificazione degli interventi di Resilienza, che si basa su analisi storiche e adozione di modelli probabilistici specifici, è finalizzato a ridurre l'impatto di eventi estremi cui sono associati determinati fattori di rischio:

- Intense nevicate con formazione di neve o ghiaccio sui conduttori nudi delle linee aeree;
- Tempeste di vento che possono impattare le linee aeree direttamente o indirettamente;
- Ondate di calore estreme, caratterizzate da temperature elevate per più giorni consecutivi, associate a fenomeni di prolungata siccità;

Le principali tipologie di intervento, in continuità con i Piani precedenti, prevedono:

- l'aumento della cavizzazione della rete, mediante la sostituzione di conduttori aerei nudi con cavo (aereo elicord o interrato), l'utilizzo di cavi MT "Jointless" (ovvero linee realizzate mediante bobine di cavo a pezzatura maggiorata, che consentono di ridurre al minimo il numero di giunti strutturali) e di cavi a sezione potenziata (in particolare nelle tratte iniziali della linea in uscita dalle cabine primarie);
- l'incremento del grado di magliatura della rete, attraverso la realizzazione di nuove linee (realizzate con la medesima componentistica di cui al punto precedente), allo scopo di incrementare le possibili vie di rialimentazione in configurazioni di rete di emergenza, caratterizzate dalla mancanza di disponibilità contemporanea di più linee o rami. Inoltre, per consentire la realizzazione delle nuove linee MT può essere necessario prevedere nuovi impianti primari o l'ampliamento di impianti primari esistenti mediante richiusure o trasversali in cavo tra linee esistenti;
- Installazione di sensoristica evoluta.

## 8.3 Controllo tensione/gestione energia reattiva

Al driver controllo tensione/gestione energia reattiva fanno riferimento quegli interventi impiantistici nella rete di distribuzione ritenuti necessari per il controllo della tensione sulla RTN e la gestione degli scambi di energia reattiva fra la rete di distribuzione e la RTN.

L'esigenza di tenere sotto controllo i livelli di tensione è dovuta principalmente all'esistenza di fenomeni di diversa natura, quali guasti causati da fenomeni atmosferici, correnti d'inserzione di trasformatori e condensatori, carichi non lineari, che complessivamente limitano l'efficienza e la stabilità della rete di

distribuzione. In questo contesto, le soluzioni tecniche adottate riguardano, a seconda dei livelli di tensione, la realizzazione di nuove cabine primarie e/o secondarie, il potenziamento di tratti di linee esistenti, la realizzazione di raccordi tra linee adiacenti ai fini della redistribuzione del carico.

La regolazione della tensione è influenzata anche dal transito di energia reattiva, fenomeno che incrementa le perdite di rete e riduce la capacità utile di trasporto di energia. Per limitare tale fenomeno che, in prospettiva, tenderà ad aumentare a causa della crescente cavizzazione della rete di distribuzione, la soluzione tecnica da adottare prevede l'installazione di dispositivi di compensazione dell'energia reattiva nelle aree più critiche. In questo modo sarà possibile ridurre i flussi di potenza reattiva in risalita verso la RTN, migliorando la stabilità della tensione e l'efficienza della rete RTN che alimenta le cabine primarie afferenti alle suddette aree.

## 8.4 Qualità tecnica

La qualità riguarda gli standard di erogazione del servizio elettrico fornito ai clienti, per garantire i quali si rendono necessari interventi di sviluppo e ammodernamento degli asset finalizzati al corretto esercizio della rete e al miglioramento delle performance.

La composizione degli interventi e la loro ottimizzazione, volti alla riduzione degli indicatori di qualità, avvengono con riferimento a specifiche entità territoriali, considerando inoltre che molti degli interventi volti a migliorare i fenomeni di durata non hanno necessariamente effetto sul numero di interruzioni, e viceversa. Nello specifico, gli investimenti in qualità del servizio sono pianificati a partire dall'applicazione di metodologie di selezione degli interventi basate su principi di risk asset management, finalizzate alla riduzione del profilo di rischio di guasto ed alla massimizzazione del ritorno economico in termini di premi, o penali evitate, riconosciuti da ARERA.

Al fine di ottimizzare le performance di rete, si vanno ad analizzare i parametri relativi a criticità strutturale, componentistica, guastabilità della rete e impatto sui clienti. Pertanto, le principali tipologie di interventi sono volte a migliorare la struttura della rete di media tensione, adeguare i componenti ad elevato tasso di guasto, incrementare il telecontrollo e l'automazione sia sulla rete di media tensione che su quella di bassa tensione, quali:

- Realizzazione di nuove cabine primarie e/o potenziamento di cabine primarie esistenti;
- Realizzazione di nuovi centri satellite;
- Realizzazione di nuove cabine secondarie e/o potenziamento di cabine secondarie esistenti;
- Realizzazione di nuove linee MT, comprese richiusure e trasversali;
- Realizzazione di nuove linee BT e/o potenziamento di linee BT esistenti;
- Realizzazione di nuovi nodi MT telecontrollati;
- Realizzazione di nuovi sezionamenti MT motorizzati;
- Realizzazione di nuovi interruttori BT telecontrollati.

## 8.5 Digitalizzazione

Gli investimenti associati a questo driver sono finalizzati al miglioramento continuo della rete elettrica, attraverso l'integrazione di tecnologie avanzate che consentono complessivamente di monitorare in tempo reale il funzionamento della rete, anticipare eventuali problematiche e ottimizzare la distribuzione dell'energia. In particolare, rientrano in questo cluster:

- Investimenti a supporto di nuovi servizi, compresi flessibilità e servizi ancillari, garantiti tramite la digitalizzazione degli elementi di rete e l'applicazione di tecnologie avanzate;
- Investimenti in sistemi ICT a supporto della digitalizzazione.

Di seguito le principali tipologie di interventi:

- Potenziamento dei sistemi di telecomunicazioni sugli impianti AT/MT/BT;
- Potenziamento dei sistemi centrali di telecontrollo;
- Implementazione di nuovi dispositivi a supporto del telecontrollo e automazione della rete;
- Installazione di sensoristica IoT per il monitoraggio in real-time della rete;
- Sviluppo di piattaforme per la gestione e analisi predittiva dei dati.

## 8.6 Adeguamenti degli impianti

Gli interventi di adeguamento sono finalizzati a garantire la conformità degli impianti della rete di distribuzione alle normative vigenti in tema di sicurezza e ai vincoli ambientali.

L'adeguamento di un impianto elettrico prevede generalmente l'aggiornamento e la sostituzione di alcuni componenti ormai obsoleti con parti nuove e conformi agli standard di sicurezza più recenti, anche attraverso la progressiva introduzione di tecnologie innovative. I principali interventi di adeguamento impianti riguardano la sostituzione di cavi e conduttori ormai datati e la sostituzione/dismissione delle apparecchiature contenenti PCB. Allo stesso modo, sono previsti altri interventi volti al rinnovamento degli impianti con l'obiettivo di ridurre il rischio di incidenti ambientali (utilizzando ad esempio oli ad esteri vegetali) o di emissioni dannose per l'ambiente: in quest'ottica, ad esempio, si colloca la sostituzione delle apparecchiature contenenti SF<sub>6</sub> oramai divenute vetuste.

Per quanto riguarda i nuovi impianti, inoltre, è prassi consolidata adottare componenti di rete, materiali da costruzione e macchinari sostenibili volti a minimizzare le emissioni di CO<sub>2</sub>, favorendo l'uso di materiali riciclati e ridurre la produzione di rifiuti.



O-distribuzione

# PRINCIPALI PIANIFICATI

# INTERVENTI

Gli interventi riguardano sia l'infrastruttura di rete, suddivisa per livello di tensione, che la digitalizzazione, con l'introduzione di nuove tecnologie e sistemi ICT per migliorare l'efficienza e la sicurezza della rete.

In questo capitolo vengono mostrati i principali interventi di sviluppo della rete di E-Distribuzione, pianificati sulla base dell'analisi delle criticità e delle esigenze emerse dallo stato attuale della rete e dai possibili scenari energetici attesi, come evidenziato nei capitoli precedenti.

In particolare, gli interventi pianificati sono sia di carattere infrastrutturale, suddivisi per livello di tensione, che relativi alla digitalizzazione, come gli interventi in nuove tecnologie digitali e in sistemi ICT avanzati, fondamentali per assicurare una gestione efficiente dei processi aziendali, l'affidabilità e la sicurezza dei servizi erogati.

Per gli elenchi dettagliati degli interventi si rimanda agli Allegati al presente documento. Per tutti gli interventi sono state riportate le seguenti informazioni:

- Dati anagrafici e di localizzazione degli impianti o del cluster di interventi;
- Tipologia di intervento e driver prevalente/i;
- Anni di avvio e conclusione intervento;
- Stato di avanzamento dell'intervento rispetto al suo iter di pianificazione ed esecuzione;
- Pianificazione economica con orizzonte temporale fino a 5 anni.

Inoltre, per gli interventi AT oggetto di monitoraggio, in quanto già riportati nei precedenti Piani, è stato riportato un avanzamento economico con indicazione di eventuali scostamenti temporali e relative cause

Di seguito, alcune considerazioni rilevanti per la lettura:

- l'indicazione del ritardo (imputabile a cause esterne) e del posticipo (imputabile a cause interne) fa riferimento ad eventuali scostamenti dell'anno di entrata in esercizio;
- in riferimento agli aggregati AT/MT/BT, per quanto concerne lo stato e l'avanzamento, sono stati indicati quelli prevalenti per ogni aggregato.

## 9.1 Principali interventi su rete AT

Il Piano di Sviluppo 2025 prevede 483 interventi nominativi AT, di cui 110 nuovi interventi rispetto al Piano di Sviluppo 2023<sup>6</sup>. Ad essi si aggiungono anche una serie di interventi AT in corso di definizione presentati come aggregati per regione.

L'importo totale degli investimenti pianificati per il periodo 2025-2029 degli interventi AT è pari a 1,9 Mld€ e i consuntivi al 31/12/2024 sono di circa 0,6 Mld€.

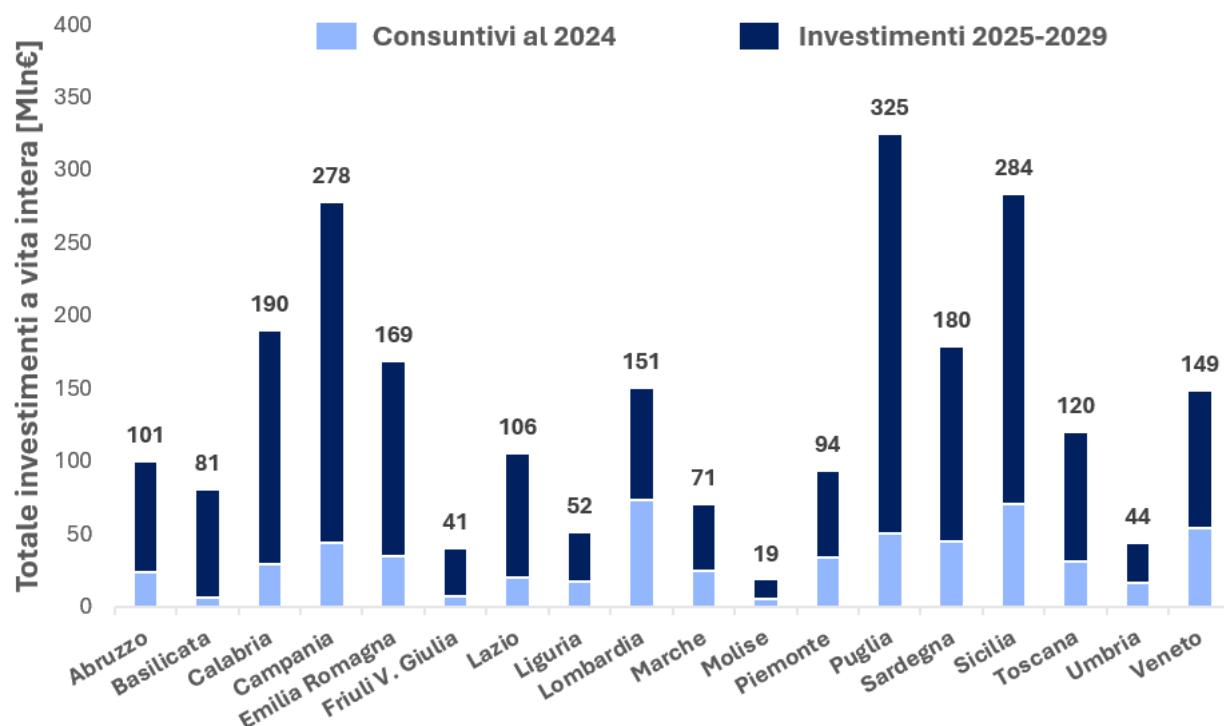


Figura 48 - Investimenti AT per regione

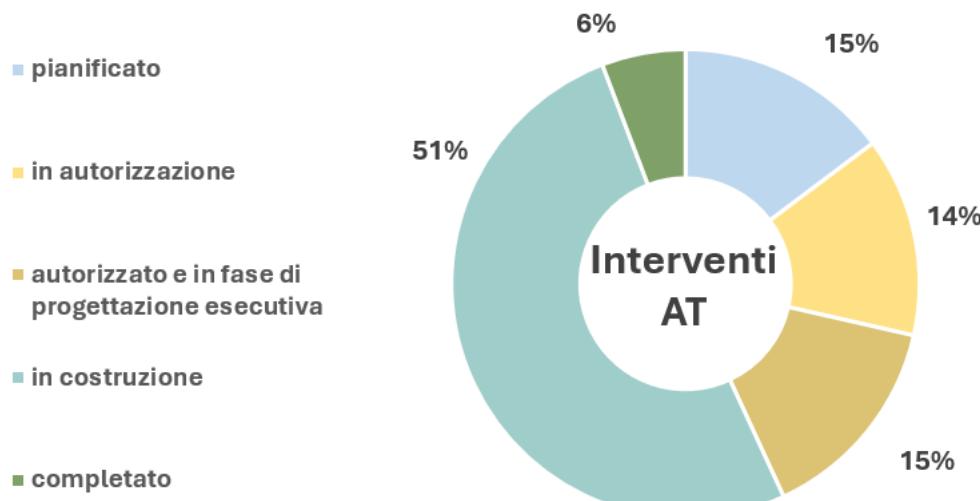
Relativamente al monitoraggio, complessivamente l'1% degli interventi AT nominativi introdotti nel precedente Piano di Sviluppo è in anticipo, il 68% risulta in linea con le tempistiche previste, mentre il 11% risulta in ritardo per cause esterne e il 20% è stato posticipato per ripianificazioni dovute alla revisione delle priorità

Avanzamento al 31/12/2024	Numero (%) interventi	Consuntivi al 2024 [Mln€]	Variazione investimento a vita intera [Mln€]
<b>In anticipo</b>	4 (1%)	16	6
<b>Come da programma</b>	254 (68%)	345	72
<b>In ritardo</b>	40 (11%)	57	16
<b>Posticipati</b>	75 (20%)	87	16

Tabella 6 - Monitoraggio interventi AT

<sup>6</sup> Non si riportano nel PdS 2025 n.9 interventi AT presenti nel PdS 2023, in quanto da Delibera 521/2024/R/eel non sono riconducibili ai driver del Piano di Sviluppo.

Per quanto concerne lo stato degli interventi nominativi AT, si riporta di seguito la suddivisione percentuale:



**Figura 49 - Ripartizione interventi AT per stato**

### *Compensazione energia reattiva*

E-Distribuzione ha effettuato, congiuntamente con Terna, analisi tecniche per ottimizzare la pianificazione degli interventi ritenuti necessari per il controllo della tensione sulla RTN e la gestione degli scambi di energia reattiva fra le due reti per ottemperare alla delibera ARERA 712/2022/R/eel. Per quanto riguarda la pianificazione degli interventi, dalle valutazioni congiunte è emerso che, ai fini delle esigenze di regolazione della tensione della RTN, così come stabilite e individuate da Terna, sono effettivamente necessarie nel medio termine le attività, da parte di E-Distribuzione, relative alle cosiddette “aree omogenee” (aree dove è possibile stabilire una correlazione fra flussi di energia reattiva di un insieme di Cabine Primarie verso la RTN e variazioni di tensione ai nodi della RTN stessa).

La Delibera 617/2023/R/EEL dell'ARERA introduce un meccanismo incentivante per i DSO, volto a promuovere l'installazione di dispositivi di compensazione delle immissioni di energia reattiva – reattori – nelle “aree omogenee”. Tale meccanismo prevede la restituzione dei corrispettivi per immissione versati dai DSO a Terna nei ventiquattro mesi precedenti l'entrata in esercizio di detti dispositivi di compensazione.

Inoltre, l'installazione dei reattori consente di evitare il pagamento futuro dei corrispettivi tariffari relativi all'immissione di energia reattiva per tutte le Cabine Primarie appartenenti alle aree omogenee interessate dagli interventi.

In questo contesto regolatorio, il progetto “Compensazione Energia Reattiva” che E-Distribuzione ha avviato nel 2025 si inserisce nell'ambito delle criticità legate al transito di energia reattiva nelle reti elettriche, fenomeno che limita l'efficienza complessiva della rete dato che ha effetti sulla regolazione di tensione, incrementa le perdite di rete, riduce la capacità utile di trasporto di energia.

I principali obiettivi del progetto sono:

- Ridurre i flussi di potenza reattiva in risalita verso la RTN, prioritizzando gli investimenti nelle aree omogenee maggiormente critiche;
- Migliorare la stabilità della tensione e l'efficienza della rete RTN che alimenta le Cabine Primarie appartenenti alle aree omogenee.

In particolare, il piano di E-Distribuzione prevede l'attivazione di 16 reattori negli anni 2026-2027 nelle sette aree omogenee individuate come prioritarie da Terna nello studio effettuato con il supporto del Politecnico di Milano, per un importo totale pari a 40,7 Mln€.

Per gli anni successivi a partire dal 2028, E-Distribuzione valuterà, a valle della definizione da parte di Terna delle esigenze puntuali di intervento che potrebbero riguardare solo una parte delle altre aree omogenee, un ulteriore piano di investimenti.

## 9.2 Principali interventi su rete MT

L'importo totale degli investimenti pianificati per il periodo 2025-2029 degli interventi MT è pari a 5,9 Mld€ e i consuntivi 2023 – 2024 sono di circa 2,1 Mld€.

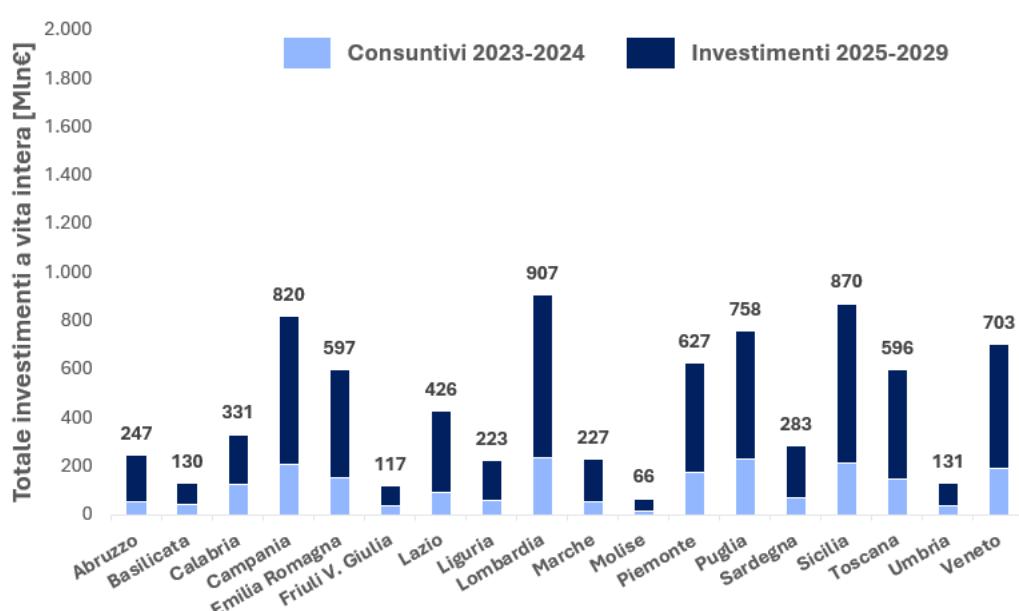


Figura 50 - Investimenti MT per regione

### 9.3 Interventi aggregati AT e MT afferenti a progetti specifici

Gli interventi afferenti a progetti specifici candidati in Istanza sono stati riportati nel Piano di Sviluppo come aggregati AT e/o MT.

L'importo totale degli investimenti pianificati per il periodo 2025 - 2027 è pari a 2,6 Mld€, di cui circa il 98% per interventi MT.

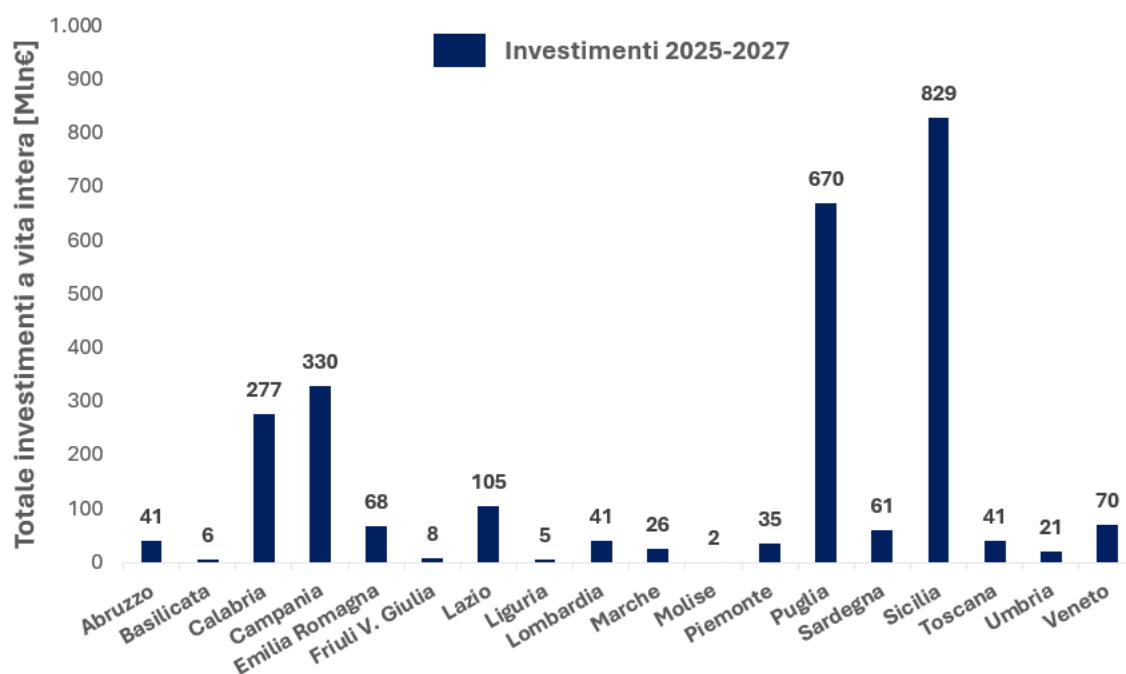


Figura 51 – Investimenti aggregati AT e MT afferenti a progetti specifici

## 9.4 Principali interventi su rete BT

L'importo totale degli investimenti pianificati per il periodo 2025-2029 degli interventi BT è pari a 3,4 Mld€ e i consuntivi 2023 – 2024 sono di circa 1,2 Mld€.

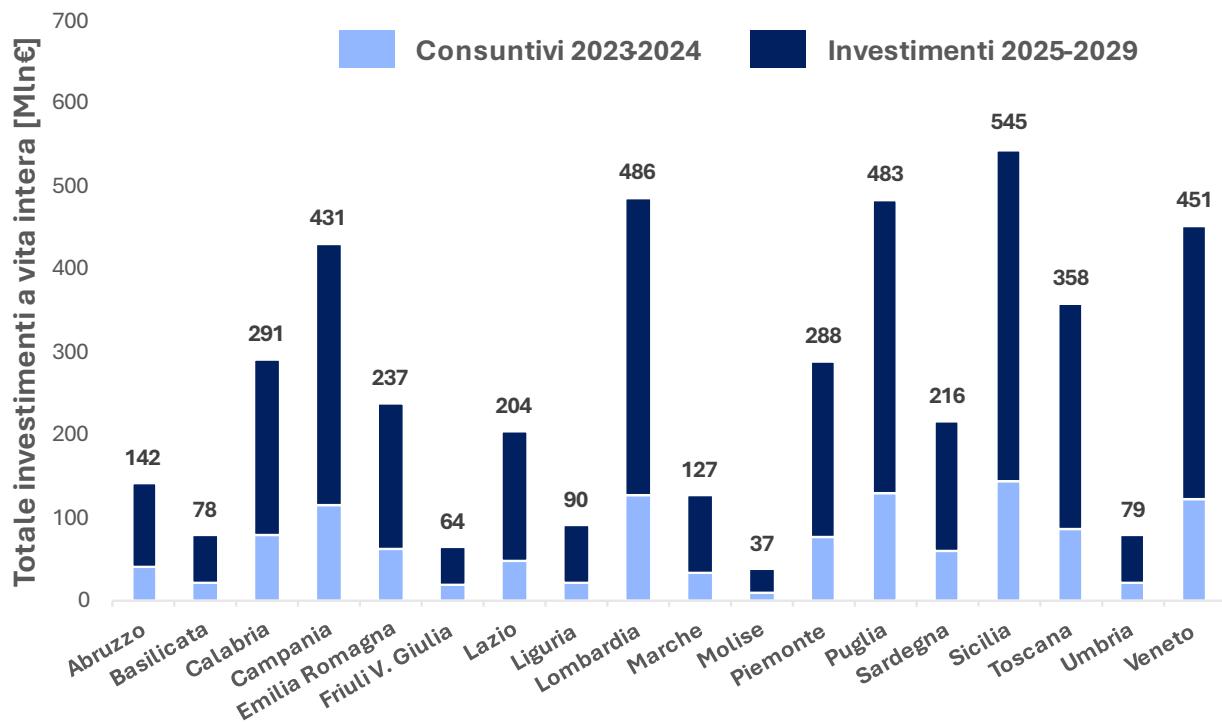


Figura 52 - Investimenti BT per regione

## 9.5 Interventi in Telecontrollo/Digitalizzazione

L'importo totale degli investimenti pianificati per il periodo 2025-2029 degli interventi in Telecontrollo/Digitalizzazione è pari a 0,8 Mld€ e i consuntivi 2023 – 2024 sono di circa 0,2 Mld€.



# INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Sintesi del quadro regolatorio .....	18
Figura 2 - Priorità e leve strategiche .....	22
Figura 3 - Struttura organizzativa di E- Distribuzione .....	25
Figura 4 - Infrastruttura elettrica .....	28
Figura 5 - Cabina Primaria .....	29
Figura 6 - Linee MT .....	29
Figura 7 - Cabina Secondaria.....	30
Figura 8 - Consistenze Cabine Primarie.....	31
Figura 9 - Consistenze Rete MT.....	32
Figura 10 - Consistenze Cabine Secondarie .....	32
Figura 11 - Consistenze Rete BT.....	32
Figura 12 - Distribuzione territoriale dei valori di energia e potenza massima registrati sulle Cabine Primarie di E-Distribuzione nel 2023 .....	35
Figura 13 - Principali porti con cui E-Distribuzione è in interlocuzione per lo sviluppo di progetti di Cold Ironing.....	36
Figura 14 – Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali .....	37
Figura 15 - Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati annuali .....	37
Figura 16 - Numero connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati .....	38
Figura 17 - Potenza connessioni produttori su rete E-Distribuzione: dati cumulati .....	38
Figura 18 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo connessi alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione ed alla loro potenza media (fonte Terna) .....	39
Figura 19 - Dettaglio relativo al numero di sistemi di accumulo attivati nel corso degli anni alla rete di bassa tensione di E-Distribuzione.....	39
Figura 20 - Andamento del flusso di potenza totale dalla RTN verso la rete E-Distribuzione.....	40
Figura 21 - Sezioni AT/MT di E-Distribuzione sulle quali si è registrata l'inversione di flusso di energia verso la RTN.....	41
Figura 22 - Mappa delle Aree Critiche (dicembre 2024) .....	42
Figura 23 - Indicatori della qualità del servizio 2024: durata cumulata annua interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT per regione.....	44
Figura 24 - Indicatori della qualità del servizio 2024: numero medio annuo interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente BT per regione .....	44
Figura 25 - Evoluzione dei giorni di ondate di calore dal 2015 al 2024 .....	46
Figura 26 - Modello HWI .....	49
Figura 27 - Sintesi dei fabbisogni di servizi di flessibilità 2025 allegata alla Relazione Tecnica .....	53
Figura 28 - Confronto tra gli scenari evolutivi del DDS'24 .....	58
Figura 29 - Evoluzione del fabbisogno elettrico [TWh] (fonte DDS'24) .....	58
Figura 30 - Stima incremento percentuale e in valore assoluto della potenza massima su base regionale all'anno 2029 rispetto al 2024.....	59
Figura 31 - Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione .....	61

# INDICE DELLE FIGURE

Figura 32 - Richieste di connessione di infrastrutture di ricarica pubblica alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione .....	61
Figura 33 - Trend del numero delle connessioni di punti di ricarica pubblica previste su rete E-Distribuzione 2025-2029: dati cumulati .....	62
Figura 34 - Trend della potenza delle connessioni di punti di ricarica pubblica previste su rete E-Distribuzione 2025-2029: dati cumulati .....	62
Figura 35 - Evoluzione del numero delle connessioni di punti di ricarica pubblica BT a livello territoriale dal 2024 al 2029.....	63
Figura 36 - Evoluzione del numero delle connessioni di punti di ricarica pubblica MT a livello territoriale dal 2024 al 2029 .....	63
Figura 37 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete BT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione .....	64
Figura 38 - Richieste di connessione di impianti di generazione alla rete MT e valori medi di potenza richiesta per singola connessione .....	64
Figura 39 - Trend della potenza delle connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati.....	65
Figura 40 - Trend del numero connessioni di produttori previste su rete E-Distribuzione: dati cumulati .....	65
Figura 41 - Processo di pianificazione degli interventi .....	70
Figura 42 - Processo di analisi dei costi.....	72
Figura 43 - Costi CAPEX Cabina Primaria .....	74
Figura 44 - Costi CAPEX Centro Satellite .....	74
Figura 45 - Costi CAPEX Linee MT .....	75
Figura 46 - Costi CAPEX Cabine Secondarie .....	75
Figura 47 - Costi CAPEX Linee BT .....	76
Figura 48 - Investimenti AT per regione.....	90
Figura 49 - Ripartizione interventi AT per stato .....	91
Figura 50 - Investimenti MT per regione .....	92
Figura 51 – Investimenti aggregati AT e MT afferenti a progetti specifici.....	93
Figura 52 - Investimenti BT per regione.....	94

# INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Andamento storico consistenze reti di E-Distribuzione tra il 2020 e il 2024.....	31
Tabella 2 - Elementi caratterizzanti per servizio di flessibilità richiesto da E-Distribuzione .....	52
Tabella 3 - Previsione dei consumi di energia sulle reti di bassa, media ed alta tensione di E-Distribuzione [TWh].....	60
Tabella 4 - Modalità di rappresentazione degli interventi per livello di tensione.....	71
Tabella 5 - Costi Operativi Unitari Annui Manutenzione Preventiva + Guasto .....	77
Tabella 6 - Monitoraggio interventi AT.....	90



# e-distribuzione

