

**PIANO  
PER LO SVILUPPO DELLE RETI ELETTRICHE  
GESTITE DA  
INRETE DISTRIBUZIONE ENERGIA S.P.A.**

<b>REV. 1</b>	30/06/2025	Aggiornamento del Piano di Sviluppo della Rete 2025 Modifica articolo 7.4.2	
<b>REDAZIONE</b>	Sviluppo Asset Energia Elettrica	<b>DATA</b> 30/06/2025	<b>FIRMA</b> Calzolari Adriano Tedeschi Paolo
<b>VERIFICA</b>	Asset Management	<b>DATA</b> 30/06/2025	<b>FIRMA</b> Pollini Riccardo
<b>APPROVAZIONE</b>	Amministratore Delegato	<b>DATA</b> 30/06/2025	<b>FIRMA</b> Bronzini Federico

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 2 di 69</b>

## INDICE

<b>1.</b>	<b>IL CONTESTO NORMATIVO E REGOLATORIO</b> .....	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>GLI OBIETTIVI DEL PIANO DI SVILUPPO</b> .....	<b>6</b>
<b>3.</b>	<b>PRESENTAZIONE DELL'AZIENDA E DELLA REALTÀ SERVITA</b> .....	<b>8</b>
<b>4.</b>	<b>CONSISTENZA DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE</b> .....	<b>12</b>
<b>5.</b>	<b>STATO DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE</b> .....	<b>15</b>
5.1.	AREA TERRITORIALE DI IMOLA .....	17
5.1.1.	<i>Inquadramento territoriale</i> .....	17
5.1.2.	<i>Analisi di rete</i> .....	18
5.2.	AREA TERRITORIALE DI MODENA .....	20
5.2.1.	<i>Modena pianura</i> .....	20
5.2.2.	<i>Modena appennino</i> .....	23
<b>6.</b>	<b>SCENARI DI EVOLUZIONE DEL SISTEMA ENERGETICO</b> .....	<b>27</b>
6.1.	SCENARI DI SVILUPPO DELLE FER E DEI SISTEMI DI ACCUMULO .....	30
6.2.	SCENARI DI SVILUPPO DEI CONSUMI .....	32
<b>7.</b>	<b>METODOLOGIA DI SCELTA E RAPPRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI</b> .....	<b>36</b>
7.1.	DRIVER .....	36
7.2.	I CRITERI DI PIANIFICAZIONE .....	37
7.3.	LE MODALITÀ DI PRESENTAZIONE DEGLI INTERVENTI .....	39
7.4.	ANALISI CBA .....	40
7.4.1.	<i>Stima dei costi di intervento</i> .....	40
7.4.2.	<i>I benefici degli interventi</i> .....	42
<b>8.</b>	<b>LE ESIGENZE DI SVILUPPO</b> .....	<b>59</b>
8.1.	CONDIZIONI ORDINARIE .....	59
8.2.	CONDIZIONI DI EMERGENZA .....	60
<b>9.</b>	<b>INTERVENTI PIANIFICATI</b> .....	<b>62</b>
9.1.	INTERVENTI SU IMPIANTI E RETI AT E IN CABINA PRIMARIA .....	62
9.1.1.	<i>Costruzione di nuove cabine di trasformazione primarie</i> .....	62
9.1.2.	<i>Costruzione di nuove reti in alta tensione</i> .....	63
9.1.3.	<i>Ampliamento/sostituzione sezione trasformazione AT/MT</i> .....	64
9.1.4.	<i>Compensazione dell'energia reattiva</i> .....	64
9.1.5.	<i>Sistemi di messa a terra del neutro in cabina primaria</i> .....	65
9.1.6.	<i>Rinnovo quadri di media tensione</i> .....	66
9.2.	INTERVENTI SULLA RETE .....	66
9.2.1.	<i>Interventi sulla rete MT</i> .....	66
9.2.2.	<i>Interventi sulla rete BT</i> .....	66
9.3.	INVESTIMENTI PNRR.....	67
9.3.1.	<i>Rafforzamento smart grid (M2C2.2.1)</i> .....	67
9.3.2.	<i>Resilienza INRETE_PNRR (M2C2.2.2)</i> .....	69
<b>10.</b>	<b>ALLEGATI PDS</b> .....	<b>69</b>

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 3 di 69</b>

## 1. Il contesto normativo e regolatorio

Il presente piano di sviluppo (nel seguito anche PdS), redatto da INRETE Distribuzione Energia (di seguito anche INRETE o la scrivente) in conformità con le disposizioni dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito anche Autorità o ARERA), descrive gli interventi di maggior rilievo pianificati per il quinquennio 2025-29 con l'obiettivo di rafforzare la rete elettrica, ottimizzarne la gestione e garantirne la sicurezza, in coerenza con gli obiettivi europei e le normative nazionali in ambito energetico.

In linea con il quadro legislativo nazionale, allineato e coerente a quello europeo, INRETE Distribuzione Energia è responsabile di soddisfare, nel lungo termine, la domanda di energia elettrica nel territorio di competenza assicurando, al contempo, la manutenzione e lo sviluppo delle infrastrutture di rete, nel rispetto della normativa energetica e ambientale di riferimento.

Il piano di sviluppo di INRETE è stato redatto in attuazione delle seguenti norme:

- Il decreto legislativo 210/21 che ha introdotto modifiche significative nel quadro normativo italiano, confermando e rafforzando gli obblighi dei gestori delle reti di distribuzione. In particolare, il decreto in questione ha stabilito che ciascun gestore che serve almeno 100.000 clienti finali deve elaborare e presentare al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (ex Ministero della transizione ecologica) e ad ARERA, con cadenza biennale e previa consultazione pubblica, il piano di sviluppo della rete di competenza. Tale piano deve avere un orizzonte temporale di almeno cinque anni e deve essere predisposto in coordinamento con il gestore della rete di trasmissione e in coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.
- La delibera ARERA 296/2023/R/eel che ha definito le modalità e le tempistiche per l'elaborazione, la consultazione pubblica e la presentazione all'Autorità dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione, a partire dal 2025, da parte delle imprese con almeno 100.000 clienti finali (di seguito anche: imprese maggiori).

Più in dettaglio, ha stabilito i requisiti minimi che i piani devono avere quali, a titolo non esaustivo: il coordinamento con Terna e la coerenza con il piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale; lo sviluppo atteso della produzione e della domanda di energia elettrica, inclusi i punti di ricarica per i veicoli elettrici; le possibili congestioni di rete e il potenziale fabbisogno di flessibilità per farvi fronte; le ipotesi sottese all'elaborazione di eventuali analisi costi benefici per alcuni investimenti di sviluppo, comprese le categorie di

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 4 di 69</b>

beneficio utili allo scopo; le informazioni obbligatorie relative ai costi stimati e alle tempistiche di realizzazione per ciascun investimento di piano.

- L'allegato A alla delibera ARERA 617/2023/R/eel (di seguito: TIQD) che ha aggiornato la regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo 2024-27, prescrivendo alle imprese maggiori di presentare in maniera congiunta all'Autorità la seguente documentazione:
  - a) la struttura armonizzata dei contenuti del piano di sviluppo, che tenga conto di quanto previsto dalla già citata delibera 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;
  - 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 contenute nella delibera 296/2023/R/eel;
  - d) un documento comune di definizione delle categorie elementari di investimento, ai fini della stima dei costi unitari di investimento.

Tale documentazione, così come verificata e valutata da ARERA con provvedimento 521/2024/R/eel1, è stata utilizzata dalla scrivente per la predisposizione della presente edizione del piano di sviluppo.

Con provvedimento 392/2024/R/com sono state successivamente introdotte nel TIQD disposizioni puntuali in materia di scenari per i piani di sviluppo delle reti di distribuzione. In particolare, è stato prescritto alle imprese maggiori di predisporre congiuntamente un documento contenente i criteri applicativi comuni utilizzati per la definizione delle ipotesi specifiche locali di scenario. Il documento in questione (Allegato c), reso disponibile in consultazione da parte della scrivente, è stato

---

<sup>1</sup> In particolare, la delibera 521/2024/R/eel ha valutato positivamente tre dei quattro documenti presentati dalle imprese (struttura, documenti di accompagnamento e, con indicazione di futuri sviluppi, categorie elementari di investimento) mentre ha previsto che la proposta di documento comune di descrizione dell'approccio metodologico adottato per l'identificazione degli investimenti non venga utilizzata come linea guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei piani di sviluppo, fermo restando l'obbligo di includere nel piano l'esplicitazione del dettaglio dei criteri di pianificazione.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 5 di 69</b>

utilizzato come linea guida per la predisposizione dello scenario energetico locale nell'ambito della redazione della presente edizione del piano di sviluppo (Allegato d).

Il TIQD ha altresì definito i termini di pubblicazione e di trasmissione ad ARERA del Rapporto di avanzamento degli interventi presentati nel piano di sviluppo, destinato a fornire aggiornamenti sull'andamento dei singoli progetti di sviluppo. Inoltre, con provvedimento 112/2025/R/eel del 25 marzo 2025, sono state introdotte le linee guida per valorizzare i benefici associati a ciascun progetto, con l'obiettivo di fornire alle imprese uno strumento utile per prioritizzare gli interventi a maggior valore per l'utenza.

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 6 di 69</b>

## 2. Gli obiettivi del Piano di Sviluppo

Il Piano di Sviluppo delle reti di distribuzione elettrica rappresenta un documento strategico fondamentale per garantire un servizio energetico efficiente, affidabile e sostenibile e si pone quale obiettivo primario la costruzione di un metodo di programmazione strutturale che possa costituire per la scrivente una solida base atta a consentire di affrontare nel miglior modo possibile le sfide attuali e future del settore energetico, creando i presupposti per la piena adozione di tecnologie innovative ed avanzate. Le linee di intervento delineate nel piano mirano nel loro insieme a risolvere le criticità della rete, migliorare la qualità del servizio, incrementare la resilienza e l'efficienza energetica, ridurre le perdite di distribuzione e aumentare la hosting capacity della rete per supportare l'elettrificazione dei consumi.

Di seguito, vengono descritti in dettaglio i principali obiettivi del Piano di Sviluppo.

### **Risoluzione delle criticità di rete**

Il Piano di Sviluppo mira a identificare e risolvere le criticità presenti nella rete di distribuzione prevenendo interventi mirati per migliorare la stabilità e l'affidabilità della rete, riducendo al minimo i disservizi e le interruzioni di alimentazione. Le criticità possono derivare da vari fattori, come l'invecchiamento delle infrastrutture, l'aumento della domanda di energia e l'integrazione di fonti rinnovabili. Per affrontare queste sfide, il piano prevede l'installazione di nuove linee, la sostituzione di componenti obsoleti e l'adozione di tecnologie avanzate per il monitoraggio e la gestione della rete.

### **Miglioramento della qualità del servizio**

Altro obiettivo fondamentale del Piano è il miglioramento della qualità del servizio offerto agli utenti. Questo si traduce in una maggiore continuità nell'erogazione del servizio, riduzione dei tempi di ripristino in caso di guasti e un miglioramento generale delle prestazioni della rete. Per raggiungere questi risultati, il piano include l'implementazione di sistemi di automazione e controllo remoto, che permettono di individuare e risolvere rapidamente i problemi. Inoltre, sono previsti interventi per aumentare la capacità di risposta della rete in caso di emergenze, garantendo così un servizio più affidabile e continuo.

### **Incremento della resilienza della rete e dell'efficienza energetica**

Il Piano prevede interventi per incrementare la resilienza della rete a fronte di eventi climatici estremi e, in generale, a condizioni di emergenza. Tra le azioni, sono incluse la costruzione di

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 7 di 69</b>

infrastrutture più robuste e l'adozione di soluzioni innovative per la gestione delle emergenze a garanzia di una maggiore sicurezza e stabilità del servizio reso.

### **Riduzione delle perdite di distribuzione**

Altro obiettivo chiave è la riduzione delle perdite di energia, tramite l'ammodernamento delle infrastrutture e l'implementazione di sistemi di monitoraggio e controllo efficaci. Le perdite di rete possono derivare da vari fattori, come la resistenza dei cavi, le connessioni difettose ed una distribuzione dei flussi energetici non ottimizzata. Per affrontare tali problematiche, il Piano prevede l'installazione di cavi a bassa resistenza e una valutazione ottimale della distribuzione dei carichi correlati alle nuove realizzazioni previste.

### **Aumento di Hosting Capacity e incremento della potenza disponibile sulla rete per far fronte all'elettrificazione dei consumi**

Il Piano di Sviluppo prevede misure per aumentare l'hosting capacity e incrementare la loadability della rete, aspetti cruciali per supportare l'elettrificazione crescente dei consumi, inclusi i veicoli elettrici e le nuove tecnologie ad alto consumo energetico. L'aumento della hosting capacity permette di integrare un numero maggiore di impianti di produzione distribuita, senza compromettere la stabilità della rete. Inoltre, l'incremento della potenza disponibile consente di soddisfare la domanda crescente di energia, garantendo al contempo un servizio affidabile e di qualità.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 8 di 69</b>

### 3. Presentazione dell'azienda e della realtà servita

INRETE Distribuzione Energia S.p.A. è una società del Gruppo Hera che gestisce l'attività di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica in conformità agli obblighi di separazione funzionale per le imprese operanti nei settori energetici di cui alla delibera 296/2015/R/com.

L'azienda eroga i propri servizi principalmente in Emilia-Romagna con la distribuzione di gas in 143 comuni a cui si aggiungono 3 comuni in Toscana, e di energia elettrica in 24 comuni.

#### La distribuzione del gas naturale

L'attività di distribuzione del gas garantisce la fornitura sicura e continua di gas agli utenti finali, siano essi consumatori domestici o industriali. Questo processo coinvolge una serie di passaggi e tecnologie che assicurano che il gas venga trasportato in continuità e sicurezza dai punti di ingresso del gas nella rete di distribuzione, costituiti dalle cabine di riduzione e misura, fino ai punti di riconsegna (PdR) installati presso i clienti finali.

Nell'ambito di tale processo è garantito altresì il servizio di misura che comprende le operazioni organizzative, di elaborazione, informatiche e telematiche, finalizzate alla determinazione, alla rilevazione, alla messa a disposizione e all'archiviazione dei dati di misura validati delle quantità immesse e prelevate dalle reti di distribuzione.

In breve, alcuni numeri relativi ai territori nei quali la scrivente opera:

- 14.816 Km di rete
- 119 cabine REMI
- 3.072 gruppi di riduzione intermedi e finali
- 1.694.834.179 smc di gas immesso
- 1.138.936 Utenti serviti

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 9 di 69</b>

## La distribuzione dell'energia elettrica

L'attività di distribuzione comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione elettrica in alta, media e bassa tensione. La distribuzione di energia elettrica viene garantita a partire dalle Cabine Primarie che costituiscono il punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale, fino ai punti di consegna (POD) installati presso tutti gli utilizzatori finali.

Come per il servizio gas, nell'ambito di tale processo è altresì garantito anche il servizio di misura e tutte le operazioni connesse finalizzate alla determinazione dell'energia elettrica immessa e prelevata dalle reti distribuzione.

La rete di distribuzione elettrica comprende linee di alta, media e bassa tensione, impianti di trasformazione AT/MT (cabine primarie - CP), trasformatori su pali o cabine elettriche di media tensione (cabine secondarie BT/MT - CS) tutte dotate di sezionatori ed interruttori con strumenti di misura.

In breve, alcuni numeri relativi ai territori nei quali la scrivente opera:

- 11.028 Km di rete
- 13 cabine primarie a 132/15kV
- 4.055 cabine secondarie
- 1.990 GWh energia elettrica distribuita
- 265.176 utenti serviti
- 18.910 connessioni attive

## Le sinergie con il territorio e gli stakeholder: lo sviluppo delle reti di distribuzione

Gli interventi di sviluppo degli impianti e il potenziamento delle infrastrutture di rete sono realizzati da INRETE non soltanto in risposta alle richieste di connessione ma anche grazie ai rapporti con il territorio. INRETE raccoglie le esigenze sia del settore privato che, soprattutto, delle amministrazioni pubbliche nell'ambito di tavoli di lavoro dedicati. Tali incontri sono finalizzati a progettare soluzioni in grado di rispondere alle sfide future e contribuire alla costruzione delle città del futuro, tenendo conto delle esigenze di sostenibilità e innovazione.

Già oggi la tecnologia è di supporto alla gestione tecnica in alcuni degli ambiti operativi gestiti quali:

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 10 di 69</b>

- la gestione degli impianti di distribuzione mediante sistemi di telecontrollo;
- l'installazione e la conduzione di misuratori intelligenti, capaci di rilevare e registrare sia nuove miscele energetiche che potenziali pericoli;
- la gestione bidirezionale delle immissioni dei produttori nell'ambito della cessione dedicata;

ma è viva la necessità di integrare le più avanzate tecnologie a una visione futuristica di lungo periodo in grado di concordare gli interventi di sviluppo impiantistico con gli Enti concedenti affinché gli investimenti economici moltiplichino il riverbero nelle risoluzioni di problematiche comuni per una maggiore realizzabilità e celerità anche del processo di sviluppo, ammodernamento e digitalizzazione della rete di distribuzione.

A tale scopo, e per condividere la strategicità e utilità per la collettività delle attività di sviluppo della rete, il coinvolgimento degli stakeholders e soprattutto delle comunità locali, veicola efficacemente l'intero flusso delle future, nuove, infrastrutture energetiche.

Per INRETE sono pertanto costitutivi, nella transizione, valori quali la vicinanza e l'interazione al fine di creare un modello orientato al dialogo e sempre più attento alle esigenze dei clienti finali determinando anche un cambio di paradigma nell'approccio con gli utilizzatori. Questo sarà un fattore abilitante sia per raccogliere validi spunti di miglioramento sia per portare alla definizione di soluzioni progettuali condivise per la realizzazione di nuove opere o la modernizzazione delle esistenti, nell'ottica complessiva di perseguire l'interesse generale insieme alla sicurezza, efficienza ed economicità del servizio.

La chiave vincente per assicurare la realizzazione di opere necessarie per la gestione in sicurezza del sistema elettrico e allo stesso tempo rispondere alle esigenze di tutti i soggetti interessati è rappresentata dalla capacità di coinvolgere gli stakeholder in ogni fase di analisi, elaborazione e implementazione del Piano di Sviluppo della Rete abbracciando anche le nuove tematiche sociali e compenetrando in aspetti collaterali quali l'evoluzione urbanistica e catastale.

#### **Focus Imola: Il PESR – Piano Energetico di Sviluppo Rete Elettrica**

L'impegno di INRETE nei confronti del territorio si è concretizzato mediante il progetto PESR che ha rappresentato un'evoluzione del metodo di lavoro, basato su un processo di coinvolgimento preventivo delle Istituzioni locali e delle loro aziende partecipate. Il progetto ha permesso di condividere, nell'ambito di un tavolo di lavoro dedicato, lo stato attuale e prospettico delle reti di distribuzione mettendo a fattor comune l'analisi dei limiti e della necessità con l'obiettivo di individuare soluzioni condivise per la collocazione delle nuove infrastrutture e del riassetto di quelle

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 11 di 69</b>

già esistenti danneggiate da eventi calamitosi di natura alluvionale.

In tal modo, sono state create le condizioni per rispondere in maniera congiunta alle molteplici sfide, non solo legate allo sviluppo e al rinnovo della rete, ma anche a rendere gli interventi più sostenibili. Il processo ha previsto una prima fase di analisi seguita dalla definizione delle priorità, favorendo l'integrazione tra i soggetti coinvolti e, quindi, ampliando la visione comune e ha migliorato di fatto, anche gli aspetti burocratici, amministrativi, facilitando implicitamente lo sviluppo dell'iter autorizzativo.

Tutto ciò è sfociato poi nella sottoscrizione del PET (Protocollo Energetico Territoriale) che ha sancito, soprattutto ufficialmente con i dovuti passaggi istituzionali, una fattiva collaborazione che si è attuata non solo per il progetto di energizzazione del Comune di Imola ma anche come accordo prospettico nel quale si potranno integrare e favorire nuovi ambiti progettuali per coordinare lo sviluppo e la resilienza della Rete distributiva gestendo anche i nuovi trend energetici quali, ad esempio e per citarne solo alcuni, le rinnovabili, la mobilità elettrica, i servizi di flessibilità e l'ampliamento urbanistico che passa anche per la riqualificazione soprattutto dei centri storici.

#### 4. Consistenza della rete di distribuzione

La rete in alta tensione (AT) gestita da INRETE è esercita ad una tensione nominale di 132 kV. Tale rete è interconnessa con la Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) di competenza Terna Rete Italia S.p.A. Alla rete in alta tensione sono connessi utenti (di cui due in immissione) e cabine primarie. Gli avvolgimenti secondari dei trasformatori AT/MT delle cabine primarie alimentano la rete in media tensione (MT) ad una tensione nominale di 15 kV. Non sono gestiti asset in altissima tensione (AAT).

La rete in media tensione comprende punti di interconnessione con altri gestori (e-distribuzione S.p.A.). Alla rete in media tensione sono connessi utenti MT e le cabine di trasformazione MT/BT. Tramite la rete in bassa tensione (BT) si alimentano utenti in prelievo, prelievo e immissione o sola immissione; sono presenti interconnessioni con altro gestore di rete (e-distribuzione S.p.A.).

INRETE gestisce le reti di distribuzione nei seguenti comuni suddivisi per Area Territoriale:

Comune/Località	Provincia	Area
BAGNARA DI ROMAGNA	RA	Imola
CASTELNUOVO RANGONE	MO	Modena
FANANO	MO	Modena
FIUMALBO	MO	Modena
GUIGLIA	MO	Modena
IMOLA	BO	Imola
LAMA MOCOGNO	MO	Modena
MARANO SUL PANARO	MO	Modena
MASSA LOMBARDA	RA	Imola
MODENA	MO	Modena
MONTECRETO	MO	Modena
MONTESE	MO	Modena
MORDANO	BO	Imola
PAVULLO NEL FRIGNANO	MO	Modena
PIEVEPELAGO	MO	Modena
POLINAGO	MO	Modena
RIOLUNATO	MO	Modena

Comune/Località	Provincia	Area
SAN CESARIO SUL PANARO	MO	Modena
SANT'AGATA SUL SANTERNO	RA	Imola
SAVIGNANO SUL PANARO	MO	Modena
SESTOLA	MO	Modena
SPILAMBERTO	MO	Modena
VIGNOLA	MO	Modena
ZOCCA	MO	Modena

**Tabella 1: Distribuzione territoriale**

Le cabine primarie AT/MT di competenza di INRETE sono di seguito elencate con le denominazioni impiegate da Terna.

Gestite sull'Area di Modena:

- Hera Modena Crocetta;
- Hera Modena Sud;
- Hera Ricevitrice MO Ovest;
- Hera Modena Nord;
- Hera Modena Est;
- Hera Modena Cavazza 1;
- Hera Vignola;
- Hera Pavullo;
- Hera Spilamberto;

Gestite sull'Area di Imola:

- Hera Ortignola;
- Hera Trebeghino;
- Hera Laguna;
- Hera Selice.

A tali cabine primarie si sommano due sezioni MT (Strettara e S. Michele) gestite sull'area di

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 14 di 69</b>

Modena che sono derivate da trasformazioni AT/MT di Enel Green Power, connesse ad impianti di produzione di Enel Green Power e la sezione MT, sempre in area modenese, derivata dalla cabina primaria di Solignano di e-distribuzione.

<b>Asset</b>	<b>Area Modena</b>		<b>Area Imola</b>		<b>Tot.</b>	
Comuni serviti [n.]	19		5		24	
Cabine Primarie (132 kV/15kV) [n.; MVA]	9	871,25	4	300	13	1.171,25
Sezioni MT di Cabine Primarie (solo lato 15kV) [n.]	2		0		2	
Centro satellite (15kV) [n.]	15		1		16	
Cabine Secondarie [n.; *MVA]	3.178	816,96	877	175,96	4.055	992,92
Linee AT a 132 kV [km]	12,84		18,03		30,87	
Linee MT a 15 kV [km]	2.182,32		639,48		2.821,80	
Linee BT a 0,4 kV [km]	6.742,78		1.432,40		8.175,18	
Utenti MT	740		226		966	
Utenti BT	208.780		55.430		264.210	
Energia Distribuita [kWh]	1.549.060.948		441.680.095		1.990.741.043	

**Tabella 2: Dai sintetici Distribuzione EE al 31.12.2024**

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 15 di 69</b>

## 5. Stato della rete di distribuzione

### Aspetti generali

Al fine di determinare gli interventi necessari a garantire il costante miglioramento della continuità e qualità del servizio è imprescindibile l'analisi della rete allo stato attuale, sia in condizioni ordinarie che emergenziali, per poterne comprendere le effettive esigenze e potenzialità di sviluppo.

In assetto emergenziale è ritenuto fondamentale perseguire l'obiettivo di garantire la continuità e qualità del servizio con logica N-1 per quanto riguarda gli impianti primari e con attenta valutazione delle possibili contro-alimentazioni di ogni linea di media tensione tenendo conto dei flussi di potenza transitante per i vari elementi di rete.

Viene per tale scopo utilizzato un modello di rete basato sul programma DigSilent PowerFactory che, a partire dai dati di sistema quali l'infrastruttura di rete con le sue caratteristiche fisiche, i dati contrattuali degli utenti attivi e passivi e dei relativi prelievi ed emissioni di energia elettrica, è in grado di eseguire il load flow dell'intera rete di distribuzione di media tensione e fornire informazioni in merito ad eventuali criticità tra cui congestioni di rete, violazioni della portata a regime termico della rete e possibili anomalie dei livelli di tensione. Tali informazioni, integrate con i riscontri derivanti dalla gestione della rete, sono in seguito rielaborate in modo da individuare interventi ipotizzati risolutivi che vengono inseriti nel modello per la verifica iterativa dello stato della rete.

Al fine di determinare l'esito della modellazione nel software sono fissate le opportune soglie atte a identificare, anche in modo grafico, lo stato delle grandezze elettriche idonee ad evidenziare possibili criticità.

Le soglie di riferimento individuate sono:

- Per i trasformatori AT/MT:
  - o Inferiore al 50% della potenza nominale della macchina di taglia inferiore, installata in CP, per evidenziare le macchine che hanno ancora disponibilità di potenza
  - o Tra il 50% e il 65% della potenza nominale nel caso di due trasformatori di pari potenza con possibilità di funzionamento ONAN/ONAF per evidenziare le macchine che hanno raggiunto la potenza massima per garantire la ridondanza tra le stesse

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 16 di 69</b>

- Tra 65-66% della potenza nominale nel caso di tre trasformatori di pari potenza con possibilità di funzionamento solo ONAN per evidenziare le macchine che hanno raggiunto la potenza massima per garantire la ridondanza tra le stesse;
  - Oltre il 65% della potenza nominale, per evidenziare le macchine che, pur potendo ancora erogare la potenza richiesta, indicano una possibile problematica nella gestione del servizio in caso di emergenza.
- Per le reti MT
- Inferiore al 60% della portata nominale del cavo per evidenziare le reti in condizioni ottimali di esercizio;
  - Tra il 60% e il 90% per evidenziare la necessità di un'azione che risolva la condizione di probabile impossibilità di controalimentabilità diretta (con unica manovra di rete) mediante la disponibilità di una ulteriore controalimentante MT.
  - Oltre il 90% per evidenziare la necessità di un'azione che risolva la condizione mediante redistribuzione del carico o potenziamento della rete.

La potenza installata tra le diverse CP e quella distribuita sulla rete è valutata in assetto standard della rete e nelle condizioni di massimo carico, ovvero nella condizione ordinaria più critica in caso di eventuali disservizi, e in quella di minimo carico che corrisponde alla condizione ordinaria più critica per l'immissione in rete. La condizione di massimo carico viene simulata in una condizione ancora più critica ipotizzando nullo il contributo sulla rete della produzione distribuita.

Data la tipologia e l'orografia del territorio gestito da INRETE, le diverse densità e distribuzioni demografiche nei territori serviti e le diversificate modalità di interconnessione degli impianti con la RTN, l'analisi dello stato della rete viene suddiviso in tre macroaree distinte, al fine di avere un quadro significativo della rete di distribuzione, poter fare considerazioni specifiche sulla peculiarità territoriale e orientare nel miglior modo possibile l'individuazione delle esigenze.

In merito all'osservabilità del sistema nel suo complesso, oltre a quanto previsto dalla delibera 540/2021 per l'acquisizione dei dati tramite i Controllori Centrali d'Impianto (CCI) per gli impianti aventi una produzione superiore a 1 MW, prosegue comunque una prima l'installazione di sensoristica all'interno delle cabine di rete con lo scopo di monitorare le grandezze elettriche sulle reti di media tensione

Per quanto concerne la flessibilità, INRETE pur non partecipando a progetti sperimentali ha avviato due percorsi indipendenti, uno volto a comprendere l'impatto di tale servizio alla luce delle

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 17 di 69</b>

attuali condizioni della rete e del mercato energetico tramite la collaborazione con l'Alma Mater Studiorum di Bologna con l'ausilio di un dottorato di ricerca, l'altro inteso a capire gli effetti della stessa su piccole porzioni di rete riconducibili alle aree d'influenza delle singole cabine secondarie con lo sviluppo di un progetto dedicato denominato Yellow Garden.

Si riporta nei paragrafi seguenti l'analisi dello stato di rete declinato per ciascuna area territoriale oggetto di specifica modellazione.

## **5.1. Area territoriale di Imola**

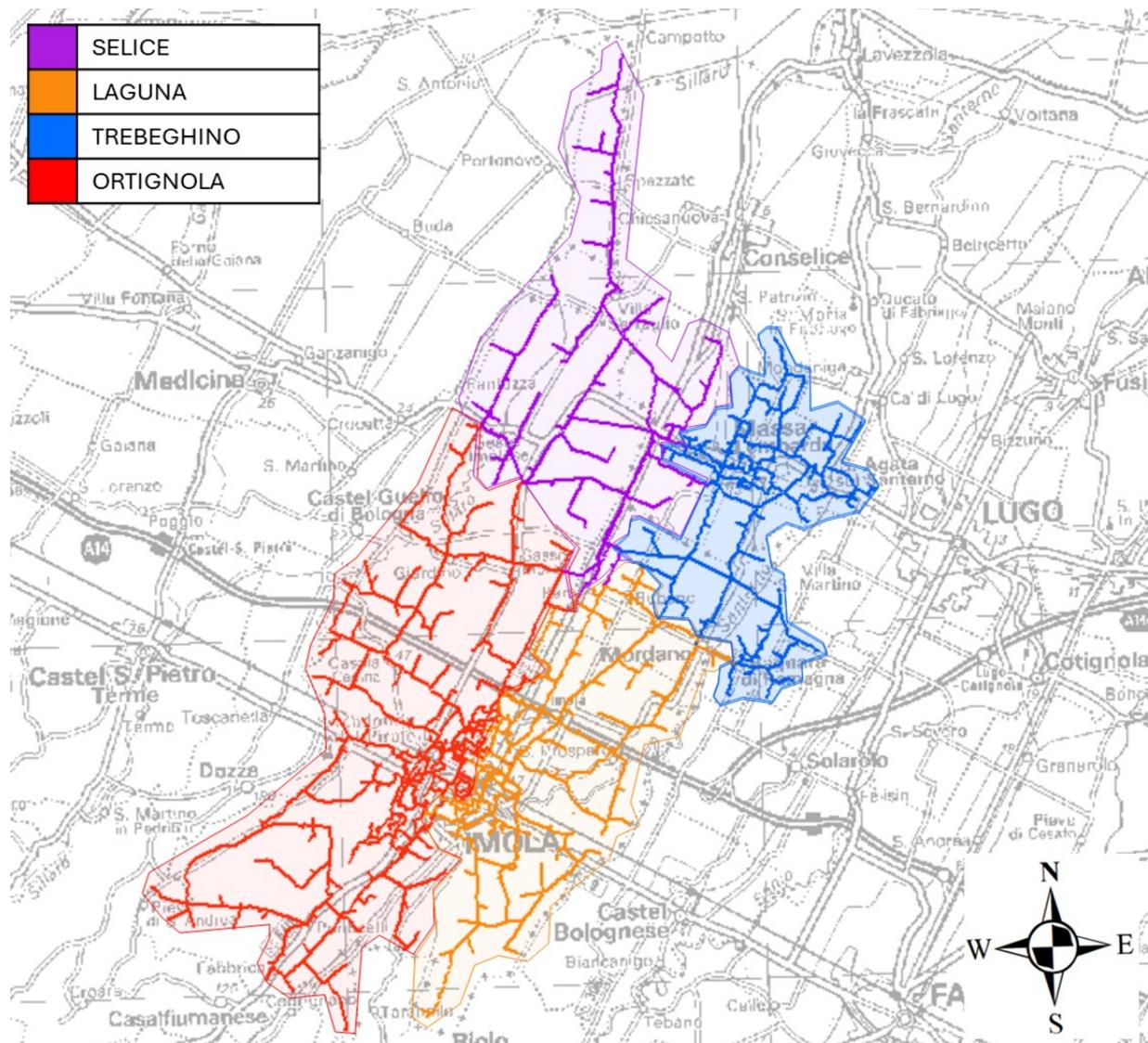
### **5.1.1. Inquadramento territoriale**

L'area territoriale di Imola raggruppa i comuni di Imola, Mordano, Massa Lombarda, Bagnara di Romagna e Sant'Agata sul Santerno.

La distribuzione dell'energia elettrica è affidata a quattro cabine primarie, tre delle quali connesse direttamente alla RTN e una, quella denominata "Trebeghino" connessa in antenna sulla Cabina Primaria denominata "Selice", distribuite sul territorio e interconnesse tra di loro tramite la rete di alta e media tensione in gestione ad INRETE.

Per garantire la massima flessibilità della rete e il mutuo soccorso tra le reti di media tensione e le cabine primarie la rete di distribuzione presenta una elevata magliatura e feeder d'interconnessione tra le diverse sbarre di media tensione delle differenti cabine primarie.

Di seguito si riporta una rappresentazione della rete di distribuzione del territorio in cui sono evidenziate le aree d'influenza di ciascuna cabina primaria. come si può evincere dalla mappa sottostante:



**Figura 1: Rete di distribuzione dell'area territoriale di Imola**

### **5.1.2. Analisi di rete**

Per l'area considerata il giorno di massimo carico è stato registrato in data 27/08/2024, quindi le simulazioni effettuate hanno preso in considerazione i parametri di rete di tale giornata.

Nel seguito vengono rappresentati i risultati della simulazione nello scenario di massimo carico per la rete con focus sulle linee di media tensione e sulle cabine primarie.

In particolare, risulta che:

- Per tutte le linee di media tensione:
  - Il massimo livello di carico (rapporto tra corrente circolante e portata al limite termico)

registrato lungo le linee risulta inferiore al 60% per quasi tutte le linee di media tensione, confermando lo stato ottimale della stessa nelle condizioni ordinarie di esercizio. Fanno eccezione le linee MT denominate “3 Monti” e “Ciliegio” il cui carico massimo rimane comunque inferiore al 70% della portata nominale delle rispettive linee.

- Le tensioni minima e massima per ogni nodo è compresa nell'intervallo  $-4% < V_n < 5%$  quindi costantemente entro il limite normativo del  $\pm 10%$ .
- Il livello di carico dei trasformatori AT/MT risulta essere, anche nella condizione più critica, entro l'intervallo ottimale riportato a seconda del numero di macchine in servizio presente in ciascuna Cabina Primaria ad eccezione del Trasformatore Rosso presente in CP Ortignola che presenta attualmente un carico massimo pari al 69%.

NOME	LOAD [%]
Laguna_TR_G_30	0%
Laguna_TR_R_30	33%
Laguna_TR_V_30	55%
Ortignola_TR_G_30	0%
Ortignola_TR_R_30	69%
Ortignola_TR_V_30	53%
Selice_TR_R_30	27%
Selice_TR_V_30	30%
Trebeghino_TR_R_30	40%
Trebeghino_TR_V_30	23%

**Tabella 3: carichi percentuali dei trasformatori nella giornata di massimo carico**

Sulla base dei dati forniti dalla simulazione si ritiene pertanto soddisfacente la condizione della rete dell'area imolese nelle condizioni di massimo carico ad eccezione della condizione di due linee di media tensione per le quali occorre avviare attività di potenziamento dell'elettificazione nelle aree da loro servite al fine di riportare il sistema di distribuzione nelle condizioni ottimali e il trasformatore della cabina primaria di Ortignola di cui occorre prevederne il potenziamento ma che comunque non

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 20 di 69</b>

risulta critica vista la disponibilità di una macchina sostitutiva in riserva fredda.

Per quanto riguarda il periodo di minimo carico individuato nel giorno 26/05/2024 le simulazioni non hanno individuato superi delle soglie ottimali di esercizio in tutte le cabine primarie dell'area, mentre si sono evidenziati fenomeni d'inversione di flusso dalla rete di distribuzione a quella di trasmissione. Per quanto concerne la rete di media tensione la concentrazione di FER in alcune aree porta al superamento delle percentuali ottimali di utilizzo della rete sulle linee "Maestri" e "Cavo1" che raggiungo rispettivamente il 78% e il 70%.

Tale condizione è destinata a intensificarsi dato che la zona servita da tali linee è oggetto di forte interesse da parte dei produttori e per tale motivo sono previste attività per l'incremento dell'hosting capacity su tale porzione del territorio.

## **5.2. Area territoriale di Modena**

L'area territoriale di Modena per le sue specificità viene ulteriormente suddivisa in due zone, la prima riferita alla città di Modena e al suo hinterland, che coinvolge porzioni di alcuni comuni limitrofi, identificata nel seguito come "Modena pianura" e la seconda, identificata come "Modena appennino", che raggruppa tutti gli altri comuni gestiti: Castelnuovo Rangone, Fanano, Fiumalbo, Guiglia, Lama Mocogno, Marano sul Panaro, Montecreto, Montese, Pavullo nel Frignano., Pievepelago, Polinago, Riolunato, San Cesario sul Panaro, Savignano sul Panaro, Sestola, Spilamberto, Vignola e Zocca.

### **5.2.1. Modena pianura**

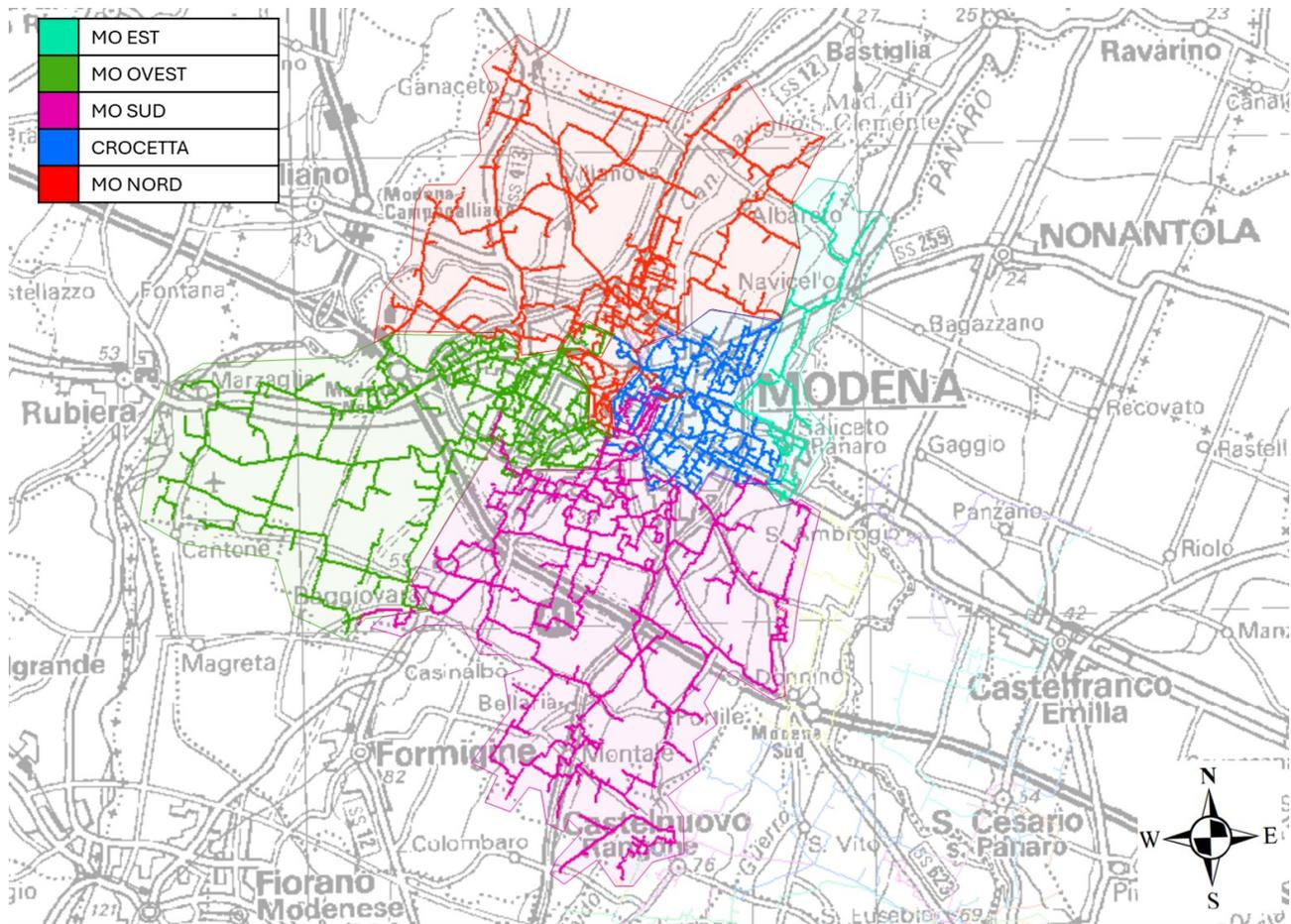
#### **5.2.1.1. Inquadramento territoriale**

La distribuzione dell'energia elettrica è affidata a cinque cabine primarie di trasformazione direttamente connesse alla RTN per la distribuzione in media tensione e una, denominata "Cavazza", dedicata al termovalorizzatore della città e connessa in antenna su rete AT di proprietà di INRETE sulla Cabina Primaria denominata "Modena Nord".

Le cinque cabine distribuite sul territorio sono interconnesse tra di loro tramite la rete di media tensione utilizzando diversi centri satellite per ottimizzare il controllo e la gestione della rete.

Per garantire la massima flessibilità della rete e il mutuo soccorso tra le reti di media tensione e le cabine primarie, la rete di distribuzione presenta una elevata magliatura, feeder d'interconnessione tra le diverse sbarre di media tensione delle differenti cabine primarie e numerosi centri satellite (privi di trasformazione) per convogliare in maniera opportuna, tramite feeder dedicati di connessione a più cabine primarie, i flussi di potenza in uscita da ogni impianto.

Di seguito si riporta una rappresentazione della rete di distribuzione del territorio in cui sono evidenziate le aree d'influenza di ciascuna cabina primaria.



**Figura 2: Rete di distribuzione dell'area territoriale di Modena pianura**

### 5.2.1.2. Analisi di rete

Per l'area considerata il giorno di massimo carico è stato registrato in data 17/07/2024, quindi le simulazioni effettuate hanno preso in considerazione i parametri di rete di tale giornata.

Nel seguito vengono rappresentati i risultati della simulazione nello scenario di massimo carico per la rete con focus sulle linee di media tensione e sulle cabine primarie.

In particolare, risulta che:

- Per tutte le linee di media tensione il valore di tensione minima e massima per ogni nodo è compreso nell'intervallo  $-3% < V_n < 3%$  quindi costantemente entro il limite normativo del  $\pm 10%$ :
- Il massimo livello di carico (rapporto tra corrente circolante e portata al limite termico) registrato lungo le linee risulta inferiore al 60% per la maggioranza delle linee di media tensione, ma risulta circa un 40% della rete in condizioni di probabile impossibilità di controalimentabilità diretta e due reti critiche con utilizzo maggiore del 90% denominate "Cadiane" e "Scam-Unibo". Tale condizione è dovuta all'elevata elettrificazione dei consumi nell'area.
- Il livello di carico dei trasformatori AT/MT risulta essere, anche nella condizione più critica, entro l'intervallo ottimale riportato a seconda del numero di macchine in servizio presente in ciascuna Cabina Primaria; fanno eccezione il TR V di CP Crocetta e il TR R di CP Modena Sud, per i quali si sta provvedendo a ricircuitare la rete di media tensione sotto la recente CP Modena Est.

Di seguito la tabella riepilogativa dei carichi distribuiti sui diversi trasformatori AT/MT:

NOME	LOAD [%]
MO CROCETTA TR R	55%
MO CROCETTA TR V	78%
MO EST TR R	20%
MO EST TR V	6%
MO NORD TR R	59%
MO NORD TR V	59%
MO OVEST TR G	25%
MO OVEST TR R	57%
MO OVEST TR V	48%

MO SUD TR R	75%
MO SUD TR V	63%

**Tabella 4: carichi percentuali dei trasformatori nella giornata di massimo carico**

Sulla base dei dati forniti dalla simulazione si ritiene pertanto soddisfacente la condizione della rete dell'area Modena pianura nelle condizioni di massimo carico per quanto concerne la potenza disponibile e i livelli di carico dei trasformatori in cabina primaria, mentre lo stato della rete di distribuzione, seppure generalmente in buone condizioni, necessita di potenziamenti al fine di far fronte alla crescente elettrificazione dei consumi, con particolare riferimento alle due linee di media tensione citate per le quali occorre avviare attività di potenziamento dell'elettrificazione nelle aree da loro servite al fine di riportare il sistema di distribuzione nelle condizioni ottimali.

Per quanto riguarda il periodo di minimo carico individuato nel giorno 12/05/2024 le simulazioni non hanno individuato superi delle soglie ottimali di esercizio in tutte le cabine primarie dell'area e sulla rete di distribuzione; pertanto, lo scenario non risulta avere aspetti critici da menzionare.

## **5.2.2. Modena appennino**

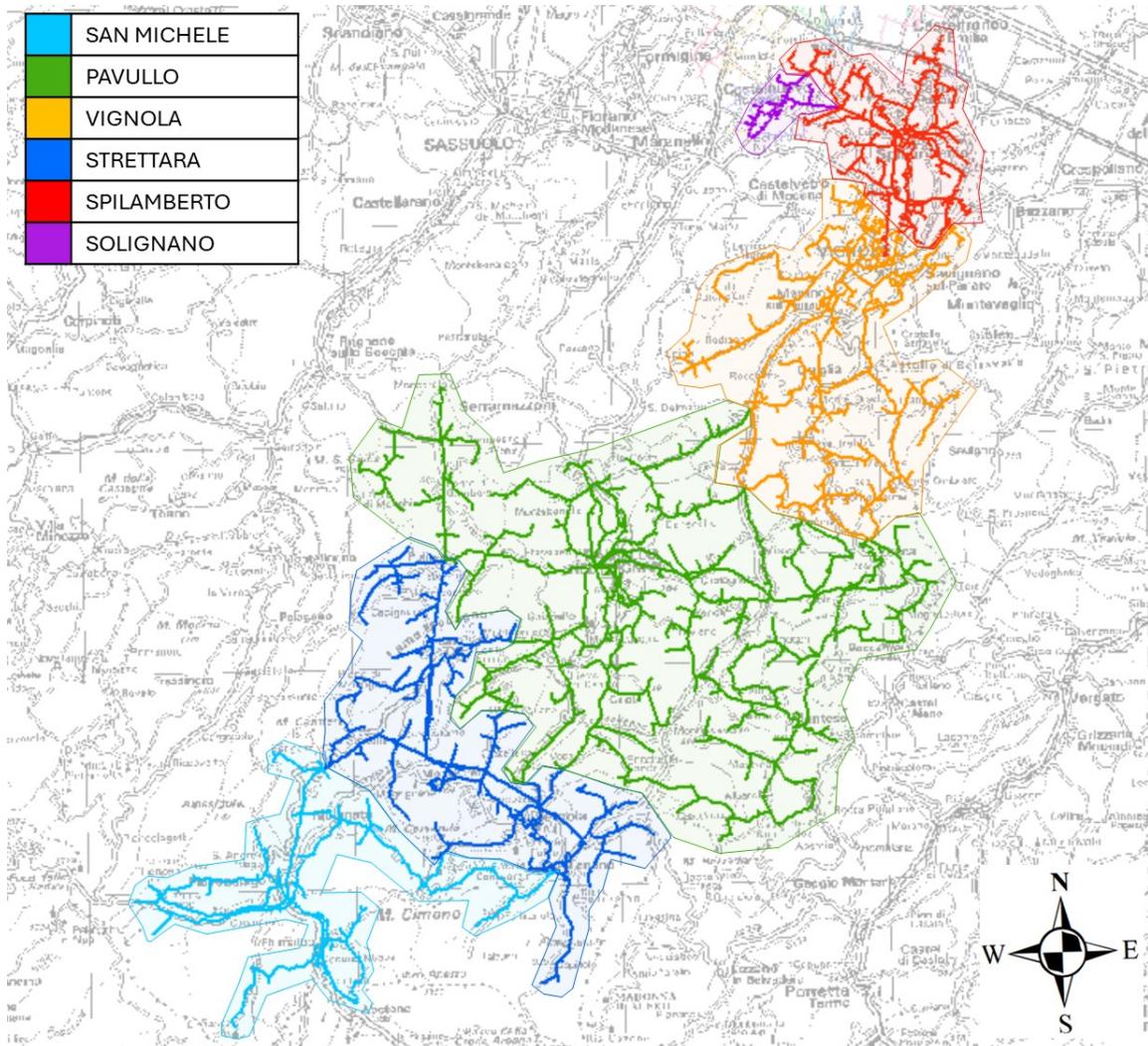
### **5.2.2.1. Inquadramento territoriale**

La distribuzione dell'energia elettrica è affidata:

- a 3 cabine primarie di trasformazione, denominate "Spilamberto", "Vignola" e "Pavullo", direttamente connesse alla RTN
- a due sezioni MT collegate a cabine primarie di Enel Geen Power denominate "Strettara" e "San Michele"
- a un centro satellite alimentato dalla Cabina Primaria "Solignano" di E-distribuzione

Tutti gli impianti sopra riportati sono interconnessi tra di loro tramite la rete di media tensione che presenta una buona magliatura per garantire la massima flessibilità della rete e il mutuo soccorso tra le reti di media tensione e gli impianti stessi, coerente con la natura del territorio e il suo tessuto produttivo.

Di seguito si riporta una rappresentazione della rete di distribuzione del territorio in cui sono evidenziate le aree d'influenza di ciascun impianto.



**Figura 3: Rete di distribuzione dell'area territoriale di Modena appennino**

### 5.2.2.2. Analisi di rete

Per l'area considerata il giorno di massimo carico è stato registrato in data 25/07/2024, quindi le simulazioni effettuate hanno preso in considerazione i parametri di rete di tale giornata.

Nel seguito vengono rappresentati i risultati della simulazione nello scenario di massimo carico per la rete con focus sulle linee di media tensione e sulle cabine primarie.

In particolare, risulta che:

- Per tutte le linee di media tensione il valore di tensione minima e massima per ogni nodo è compreso nell'intervallo  $-9% < V_n < 3%$  quindi costantemente entro il limite normativo del  $\pm 10%$ :

- Nessuna linea di media tensione risulta critica.

Il massimo livello di carico (rapporto tra corrente circolante e portata al limite termico) registrato lungo le linee risulta inferiore al 60% per l'80% delle linee di media tensione, mentre il restante 20% della rete risulta in condizioni di probabile impossibilità di controalimentabilità diretta. Ne consegue un buon stato di salute della rete di distribuzione nelle condizioni di esercizio.

- Il livello di carico dei trasformatori AT/MT risulta essere, nella condizione più critica, in condizioni sufficienti a esercire la rete sebbene non sempre entro l'intervallo ottimale riportato a seconda del numero di macchine in servizio presente in ciascuna Cabina Primaria. L'eccezione costituita dal trasformatore rosso sia della CP San Michele che della CP Strettara, di proprietà EGP, non risulta critica in quanto entrambi gli impianti hanno una seconda macchina in riserva fredda pronta a intervenire in caso di necessità sia in parallelo a quella in servizio attivo che in sostituzione della stessa.

NOME	LOAD [%]
PAVULLO ROSSO	76%
PAVULLO VERDE	63%
SOLIGNANO ROSSO	41%
SPILAMBERTO ROSSO	83%
SPILAMERTO VERDE	58%
VIGNOLA ROSSO	52%
VIGNOLA VERDE	41%
S.MICHELE ROSSO	92%
S.MICHELE VERDE	0%
STRETTARA ROSSO	93%
STRETTARA VERDE	0%

**Tabella 5: carichi percentuali dei trasformatori nella giornata di massimo carico**

Sulla base dei dati forniti dalla simulazione si ritiene pertanto soddisfacente la condizione della rete dell'area Modena appennino nelle condizioni di massimo carico per quanto concerne la potenza

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 26 di 69</b>

disponibile e lo stato della rete di distribuzione, mentre i livelli di carico dei trasformatori in cabina primaria negli impianti di EGP, seppure correttamente gestiti, sono posti sotto attenzione per richiederne il potenziamento in vista della crescente elettrificazione dei consumi che sta coinvolgendo anche le aree rurali.

Per quanto riguarda il periodo di minimo carico individuato nel giorno 05/05/2024 le simulazioni non hanno individuato superi delle soglie ottimali di esercizio in tutte le cabine primarie dell'area e sulla rete di distribuzione, pertanto lo scenario non risulta avere aspetti critici da menzionare.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 27 di 69</b>

## 6. Scenari di evoluzione del sistema energetico

### Il quadro di sviluppo nel contesto internazionale

L'avvento della Transizione Energetica sta mutando profondamente la Società e, nello specifico, il settore energetico cambiando profondamente le modalità di produzione e trasporto, la distribuzione e il consumo da parte degli utenti finali i quali, sempre più consapevoli, si avvicinano con maggior dimestichezza agli importanti temi di sostenibilità ambientale favorendo l'elettificazione dei consumi. Conseguentemente, per accompagnare la Transizione Energetica limitando al contempo l'aggravamento dei fattori globali clima alteranti, tutte le Istituzioni internazionali hanno avviato politiche governative volte sia a favorire la fruizione delle tecnologie sostenibili afferenti la produzione di energia da fonti rinnovabili che l'introduzione di regolamenti e capitali utili a incentivare gli investimenti.

Il new deal ecologico è quindi supportato anche da azioni Governative a partire dalla Comunità Europea che, tramite la Legge Europea sul clima (Regolamento UE 2021/1119), ha dettato un percorso temporale in grado di trarre la transizione con l'obiettivo di raggiungere la neutralità carbonica entro il 2050. Il percorso, fatto di azioni e proposte concrete, aggiunge anche obiettivi intermedi al 2030 quali la riduzione di oltre il 50% delle emissioni di gas serra. A corredo di questi macro-obiettivi e con la finalità di affrontare il cambiamento nel miglior modo possibile è stato varato anche il "Fit-for-55", ovvero un insieme di proposte volte ad accelerare l'evoluzione di alcuni comparti particolarmente impattanti, tra cui la mobilità privata e pubblica e il riscaldamento residenziale.

Questi strumenti programmatici adempiono non solo ad obiettivi sociali ma anche a mantenere e rafforzare l'innovazione e la competitività dell'industria dell'Unione Europea.

Un altro importante contributo è rappresentato dal piano REPowerEU, un insieme di proposte che si sviluppa su quattro capisaldi:

- Il risparmio energetico;
- La diversificazione degli approvvigionamenti;
- La sostituzione dei combustibili fossili;
- La combinazione di investimenti e riforme in modo integrato tra i vari livelli istituzionali della comunità europea;

Per finanziare misure di investimento che supportino le riforme e inneschino il volano del

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 28 di 69</b>

cambiamento, in linea agli obiettivi ecologici declinati nei documenti programmatici, è stato varato il PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) che ha quindi ulteriormente sospinto la transizione energetica richiedendo necessariamente un'analisi, da parte degli Stati Nazionali, del quadro generale di sviluppo delle Reti di Distribuzione nell'ottica di affrontare, e ove possibile anticipare, i rapidi cambiamenti del settore energetico.

### **Il quadro di sviluppo del contesto nazionale**

Gli standard Europei sono stati immediatamente recepiti e condivisi anche a livello Nazionale e pertanto, in direzione dell'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione, il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE) ha pubblicato il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima) ovvero lo strumento utile a declinare le politiche e le misure per finalizzare i macro-obiettivi delineati dagli Stati Membri dell'Unione europea.

Il cardine del PNIEC è rappresentato dalla Strategia Energetica Nazionale, la quale prevede un'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema energetico e un graduale efficientamento del processo energetico di elettrificazione per conseguire rilevanti vantaggi ambientali.

L'arrivo di ingenti risorse pubbliche ha incentivato anche investimenti privati, diversificando le necessità in ogni ambito, da quello sociale a quello produttivo, passando anche per la mobilità. Le infrastrutture energetiche, quindi, saranno il mezzo fondamentale per accompagnare i nuovi scenari in un contesto in continuo ed inedito cambiamento, che dovrà accogliere le crescenti domande di energia e di produzione in una realtà caratterizzata da una crescente produzione diffusa.

In virtù del quadro generale e delle prospettive sociali ed economiche, ne consegue che, più che in passato, la necessità di investire oculatamente nelle reti è un obiettivo primario condiviso da tutti gli attori del sistema elettrico nazionale.

Il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione passerà anche attraverso elementi complementari quali:

- Digitalizzazione e intelligenza artificiale che consentiranno una migliore gestione ed efficienza delle reti in ottica manutentiva, predittiva e di servizi di flessibilità.
- Progressivo ingresso e miglioramento di nuove tecnologie nel campo delle rinnovabili e nello stoccaggio dell'energia che consentirà di decentralizzare il sistema elettrico a favore di uno distribuito.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 29 di 69</b>

- Integrazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER), tra i due vettori energetici principali anche grazie allo sviluppo delle tecnologie degli elettrolizzatori o della produzione di green gas in generale che costituiranno uno degli anelli di congiunzione.

INRETE si allinea con le ambizioni europee in ambito di decarbonizzazione e riduzione dei gas serra, favorendo la generazione distribuita mediante la connessione di impianti ad energie rinnovabili e avviando una importante sperimentazione che prevede test di immissione di idrogeno nel vettore gas a percentuali crescenti al fine di poter arrivare un domani alla creazione di un nuovo mix energetico.

### **L'evoluzione delle realtà locali**

Con l'intenzione di applicare le direttive Europee e Nazionali favorendo e, ove possibile, anticipando, le necessità dei territori nei quali INRETE distribuisce i propri servizi si sono evolute collaborazioni e tecnologie volte alla generazione di valore condiviso che fluidificano l'azione verso gli obiettivi di transizione energetica.

Questa simbiosi territoriale ha determinato non solo significativi investimenti di INRETE sui territori, ma ha anche costituito un innovativo modello di dialogo funzionale alla programmazione prospettica delle esigenze e delle infrastrutture energetiche in un quadro unico di sviluppo che ha portato alla sottoscrizione tra INRETE e una delle realtà territoriali gestite di un Protocollo Energetico Territoriale.

Tale Protocollo delinea una nuova modalità di sviluppo coordinato capace di accomunare più portatori d'interesse focalizzati, attraverso la propria operatività quotidiana, a rispondere in modo tempestivo alle mutate esigenze della collettività. La modalità individuata e condivisa è risultata essere la più efficace per tarare al meglio gli investimenti e progettare un futuro che, per quanto riguarda il comparto energetico, è già di stretta attualità tanto nel tessuto sociale quanto in quello produttivo delle aree di riferimento di INRETE.

Il processo di potenziamento della rete di distribuzione elettrica, che richiede per sua natura ingenti investimenti, deve essere coerente e complementare anche ai piani di riqualificazione urbanistica e a tutte le forme di investimento pubblico e privato che perseguono la sostenibilità e lo sviluppo di risorse energetiche rinnovabili.

Difatti adottare un modello selettivo degli investimenti contemplando anche le esigenze dei Territori e degli stakeholder di riferimento consentirà di intercettare al meglio l'incremento atteso della domanda per ogni tipologia di vettore energetico.

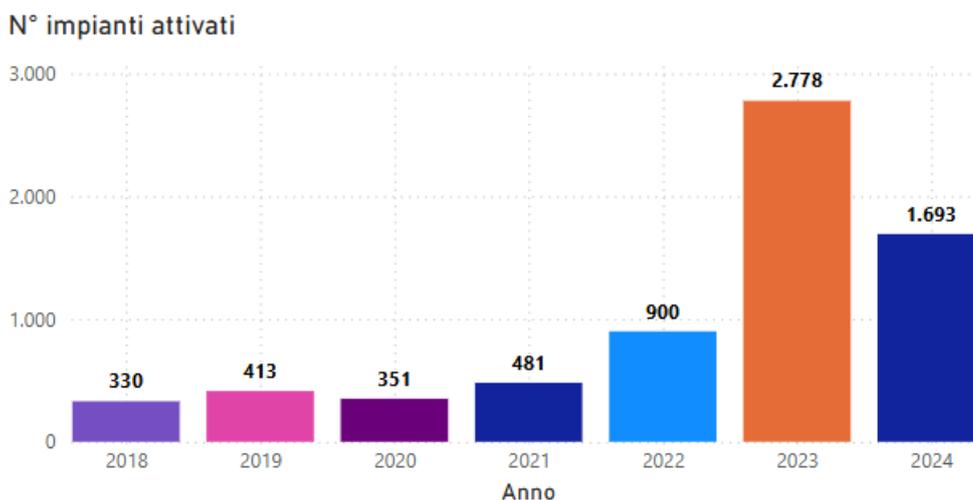
INRETE si pone, nell'arco del presente Piano di Sviluppo, l'ambizioso obiettivo di estendere tali modalità di cooperazione e condivisione a tutti i territori gestiti.

## 6.1. Scenari di sviluppo delle FER e dei sistemi di accumulo

### La crescita della generazione distribuita

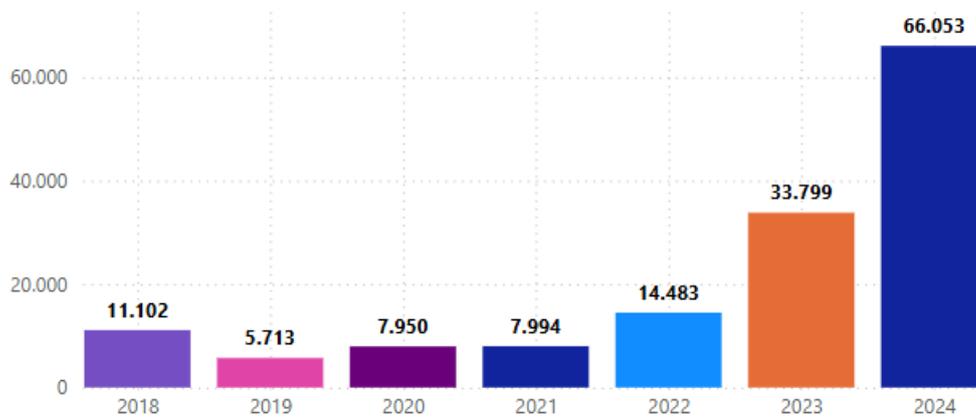
Nelle more di sviluppo di un sistema di previsione, come delineato nel capitolo 3.9 dell'Allegato d, al momento attuale si può delineare un trend per i prossimi anni basato sul fenomeno di crescita della generazione distribuita, come desumibile dai grafici sottostanti che mostrano l'andamento del numero e della potenza nominale degli impianti attivati nei territori di Imola e Modena dal 2018 al 2024.

Nello specifico, la Figura 4 mostra l'evoluzione del numero di impianti attivati nel Comune di Modena. Si vede un costante incremento dal 2021 al 2023 con un picco nel 2023 che si smorza l'anno successivo con numeriche comunque raddoppiate rispetto al 2022.



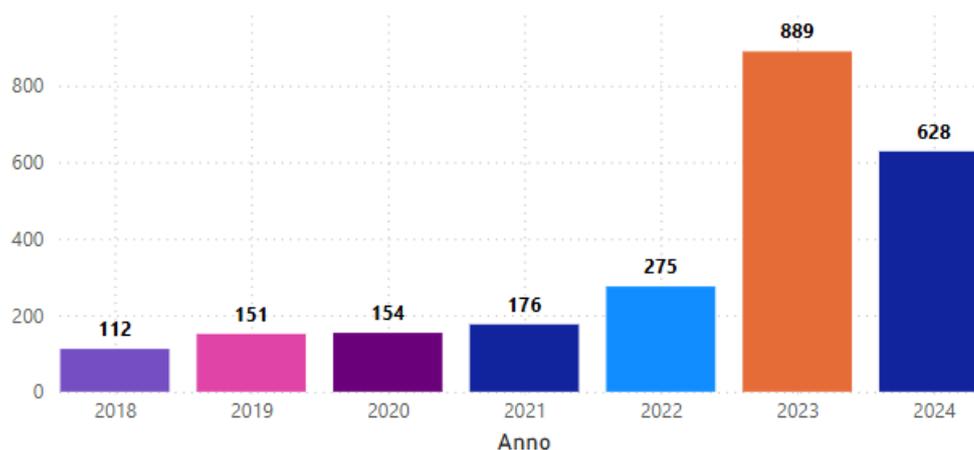
**Figura 4: Evoluzione del numero di impianti attivati nel territorio di Modena**

Per quanto riguarda la relativa potenza nominale installata mostrata in Figura 5 si vede un costante aumento che arriva ad un picco di oltre 88 MW nel 2024. Possiamo in generale dire che la potenza media per impianto è in continua crescita.

**Potenza\_nominale [KW]**

**Figura 5: Evoluzione potenza nominale installata nel territorio di Modena**

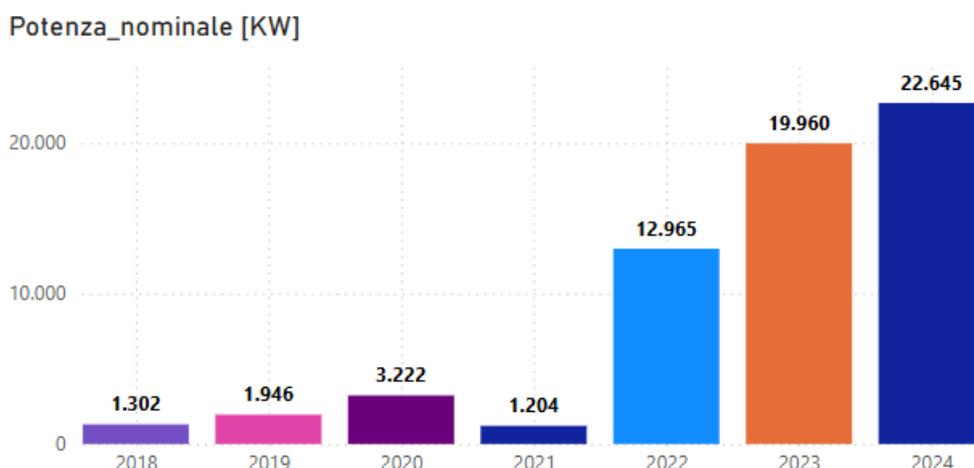
In questo contesto di aumento esponenziale degli impianti installati e della potenza media per impianto, l'anno 2022 rappresenta il punto di rottura con un incremento complessivo di circa l'81,17% in più in termini di potenza rispetto al 2021.

La Figura 6 rappresenta l'evoluzione del numero di impianti attivati nel Comune di Imola tra il 2018 e il 2024 in cui troviamo un picco nel 2023 che si attenua l'anno successivo ma che mantiene numeriche comunque quasi triplicate rispetto al 2022.

**N° impianti attivati**

**Figura 6: Evoluzione richieste di connessione attive nel territorio di Imola**

La Figura 7 rappresenta invece l'evoluzione della potenza nominale installata nel Comune di Imola tra il 2018 e il 2024 in cui si vede un sostanziale incremento tra il 2021 e 2022, seguito da una

continua crescita. Anche in questo caso possiamo dire che in media la potenza nominale degli impianti installati sta aumentando nel tempo.



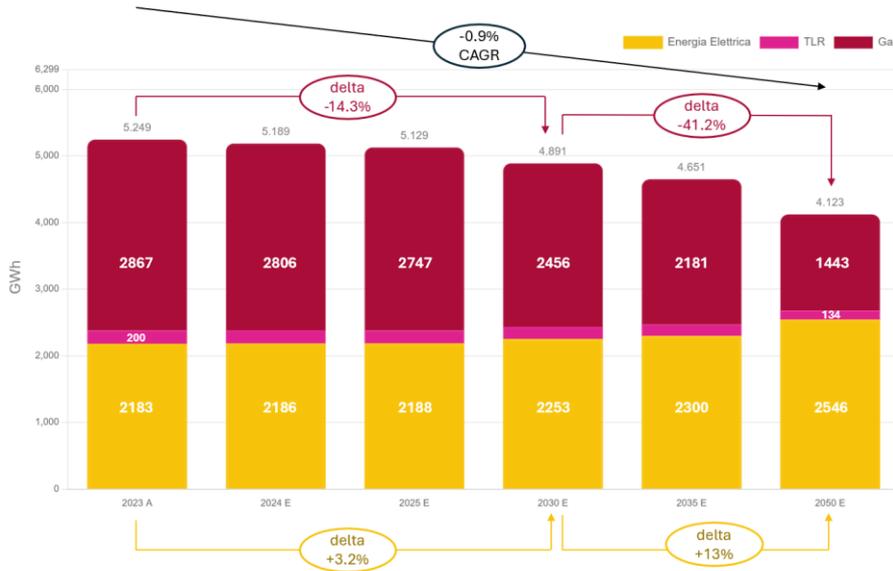
**Figura 7: Evoluzione della potenza nominale installata nel territorio di Imola**

Una vista sintetica e prospettica delle tendenze desumibili dei grafici sopra riportati pone alla nostra attenzione un fenomeno di incremento significativo della potenza media di ogni connessione attiva che alla fine del 2024 si attesta a valori nell'ordine dei 150 KW e che mostra uno sviluppo di connessioni attive di media tensione percentualmente sempre più rilevante rispetto a quelle di bassa tensione.

Si segnala infine come il fenomeno della congestione virtuale delle reti sia sempre presente anche nei territori gestiti dalla scrivente con ripercussioni di difficile risoluzione nell'ambito della pianificazione dello sviluppo di rete.

## 6.2. Scenari di sviluppo dei consumi

L'analisi dei consumi energetici fino al 2050, come meglio descritta e circostanziata nell'Allegato d. mostra una riduzione della domanda di gas e un incremento dell'uso di energia elettrica, riflettendo la transizione verso un sistema energetico di elettrificazione dei consumi. A titolo illustrativo si riporta di seguito l'evoluzione attesa del profilo dei consumi nei territori gestiti da INRETE, suddiviso per energia elettrica, gas e teleriscaldamento.



**Figura 8: Evoluzione dei consumi di energia nel perimetro di INRETE distribuzione EE**

Il grafico è riassunto, nei suoi valori principali agli anni di riferimento 2030 e 2050, nelle tabelle di seguito:



**Figura 9: Sintesi dei Consumi AS-IS (2023), attesi al 2030 ed al 2050 nel perimetro di INRETE distribuzione EE**

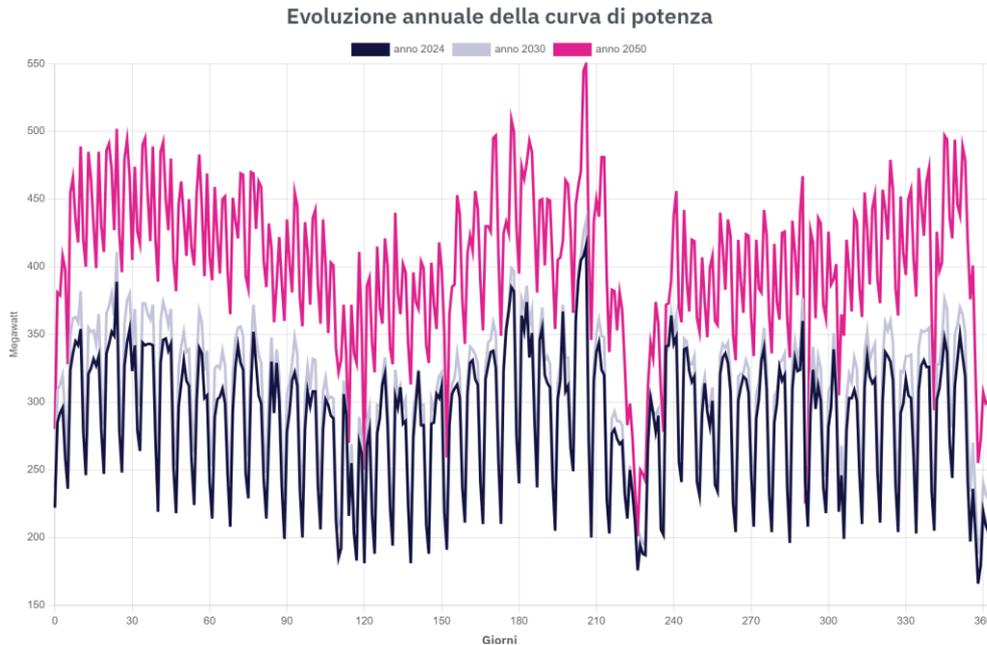
Di particolare attinenza con il presente Piano di Sviluppo è il consumo di energia elettrica che è atteso essere in crescita del 16,5% tra il 2023 e il 2050, passando da 2183 GWh nel 2023 a 2.546 GWh nel 2050. Tale incremento stimato è legato all'elettificazione degli usi finali, con una progressiva sostituzione delle tecnologie basate su combustibili fossili con soluzioni elettriche efficienti. Il trend mostra una crescita costante nel tempo.



**Figura 10: Consumi elettrici nei i tre anni di riferimento nel perimetro di INRETE distribuzione EE.**

Altrettanto rilevante per le finalità del Piano è la prima stima preliminare dell'evoluzione della curva di potenza elettrica annuale e la curva giornaliera del giorno di massimo picco.

Si riportano di seguito alcuni grafici significativi e si rimanda per un'analisi più dettagliata al documento costituente l'Allegato d.



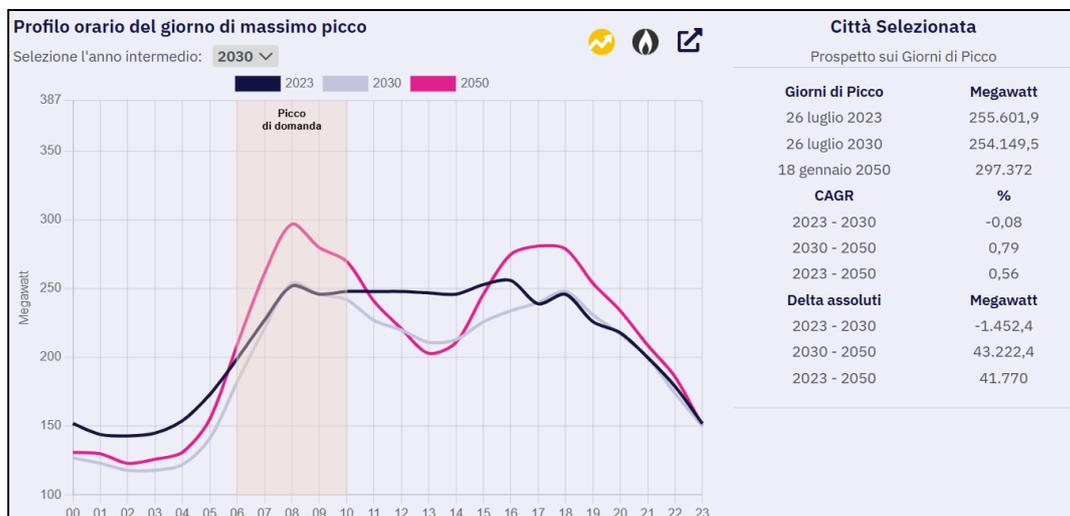
**Figura 11: Curva di potenza dell'energia elettrica complessiva**



**Figura 12: Profilo orario del giorno di massimo picco elettrico per il territorio di Imola**



**Figura 13: Profilo orario del giorno di massimo picco elettrico per il territorio di Modena - zona appennino**



**Figura 14: Profilo orario del giorno di massimo picco elettrico per il territorio di Modena - zona pianura**

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 36 di 69</b>

## 7. Metodologia di scelta e rappresentazione degli interventi

A partire dalle previsioni di incremento della domanda di energia e potenza, derivanti dalla diffusione di nuove forme di utilizzo dell'energia e dalla penetrazione della generazione distribuita - elaborate nelle analisi di scenario di cui all'Allegato d. e richiamate sinteticamente al capitolo precedente - INRETE ha individuato le principali esigenze di sviluppo dei propri impianti, integrando le previsioni effettuate con l'analisi dell'attuale struttura della rete, di cui al capitolo 5.

Nei paragrafi seguenti sono descritti i principali aspetti del processo di pianificazione in termini di driver, criteri di scelta degli interventi e di elaborazione delle analisi costi-benefici eventualmente applicate.

### 7.1. Driver

In coerenza con i driver di sviluppo individuati nelle "Linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo", nonché nella nota di compilazione del riepilogo degli interventi, di cui alla delibera 521/2024/R/eel, sono stati utilizzati da INRETE per individuare gli interventi di sviluppo i seguenti driver:

- **Transizione energetica, declinato in *hosting capacity* e *loadability***: tale driver individua gli interventi finalizzati ad accogliere e integrare una maggiore quantità di energia da fonti rinnovabili, ad agevolare l'elettrificazione dei consumi e a rispondere alle nuove esigenze di maggior carico provenienti dall'utenza finale;
- **Resilienza**: ricomprende gli investimenti destinati a incrementare la capacità della rete e dei suoi componenti di fronteggiare eventi meteorologici estremi e condizioni straordinarie con particolare riferimento alle precipitazioni nevose in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve;
- **Controllo tensione**: identifica gli interventi finalizzati a garantire una corretta gestione dei valori di tensione;
- **Qualità tecnica**: include gli interventi destinati a migliorare la continuità del servizio, ovvero ridurre il numero delle interruzioni e la loro durata e quindi garantire la regolarità nella fornitura di energia elettrica;
- **Digitalizzazione, sistemi di telecomunicazione e innovazione tecnologica**: individua gli investimenti per l'integrazione di tecnologie digitali avanzate, con l'obiettivo di migliorare la sicurezza e la sostenibilità della rete (quali ad esempio: strumenti di analisi avanzata e

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 37 di 69</b>

algoritmi di intelligenza artificiale per prevedere i guasti, per raccogliere dati e monitorare le condizioni della rete, misure di sicurezza informatica per proteggere la rete da attacchi e garantire l'integrità dei dati..);

- **Adeguamento impianti, impatto ambientale e sicurezza:** include gli investimenti necessari per garantire la sicurezza nell'esercizio degli impianti e delle persone coinvolte nelle attività nonché il rispetto dei vincoli.

## 7.2. I criteri di pianificazione

La pianificazione dello sviluppo della rete di distribuzione è finalizzata all'individuazione dell'insieme degli interventi elettrici infrastrutturali che dovranno essere realizzati affinché il sistema elettrico possa mantenere livelli ottimali di funzionamento.

In generale, le logiche alla base del concetto di pianificazione degli investimenti in uno scenario pluriennale hanno necessariamente contenuti e caratteristiche differenti rispetto alle fasi operative di progettazione, che si dipartono invece dalla progettazione tecnica preliminare per giungere a quella esecutiva di dettaglio. Nello specifico, l'attività di pianificazione è intesa come il processo di individuazione delle necessità di investimento a livello di business, in considerazione delle evoluzioni prospettiche dei fabbisogni in risposta a diverse tipologie di esigenze (scenari di sviluppo, necessità di ammodernamento degli asset, etc.).

La pianificazione di un intervento si basa sull'identificazione del volume e delle tipologie di interventi da realizzare nell'arco temporale oggetto del Piano di Sviluppo. A partire da quanto pianificato, e in funzione delle contingenze esogene che possono emergere successivamente e progressivamente a tale attività di pianificazione preliminare (i.e. richieste di connessione, ottenimento delle autorizzazioni, prescrizioni in fase autorizzativa, etc.), si procede man mano a predisporre i progetti tecnici ed esecutivi degli interventi e quindi a individuare e dimensionare - con dettagli nel tempo via via maggiori - tutti gli elementi oggetto dell'intervento (Standard tecnici: dei conduttori nudi; dei cavi; degli isolatori; dei sostegni; delle apparecchiature elettriche di manovra e di misura in media tensione.) ottimizzando al meglio gli interventi e seguendo tutte le leggi, regolamenti, norme e standard tecnici vigenti.

Le fasi di cui tipicamente si compone il processo di pianificazione sono le seguenti:

1. **analisi scenari**, che consiste nell'analisi degli elementi di input che derivano sia dagli scenari energetici previsionali che dall'analisi dello stato attuale della rete elettrica per individuare le relative esigenze e/o criticità nonché dalle richieste dell'utenza;

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 38 di 69</b>

2. **esigenze di rete**, che consiste nell'individuazione delle esigenze di rete atte a rispondere alle necessità di sviluppo individuate, anche tramite l'ausilio di sistemi di modellazione della rete;
3. **fattibilità tecnica**, che consiste nell'individuazione delle soluzioni tecniche più idonee, efficaci e performanti, valutate anche tramite l'ausilio di sistemi di modellazione della rete, date le condizioni al contorno e gli standard tecnici esistenti;
4. **fattibilità economica**, che consiste nella verifica della sostenibilità economica delle possibili soluzioni tecniche individuate secondo criteri di efficienza, anche con l'ausilio di strumenti volti ad individuare la soluzione ottimale;
5. **pianificazione intervento**, che consiste nella programmazione dell'intervento all'interno del PdS in base anche a eventuali esigenze di prioritizzazione individuate dal DSO.



**Figura 15: Fasi di pianificazione interventi**

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. In linea generale, l'approccio comune prevede:

- la raccolta e l'analisi dei parametri fisici ed economici della rete attuale, ovvero considerando ad esempio le condizioni degli asset in funzione della vetustà e della loro tipologia specifica, dei vincoli di esercizio e di manutenzione, di tipi e cause di guasto e dell'evoluzione degli standard tecnologici che possono rendere determinati componenti della rete obsoleti o inadatti al proseguimento dell'esercizio;
- l'identificazione degli scenari attesi e dei loro impatti sulla rete esistente, con particolare attenzione alle condizioni relative alle punte di massimo carico sia in termini di energia transitante che di picco di potenza nonché, per la generazione distribuita, alle immissioni in rete (per verificare che non sussistano condizioni di limitazione alla hosting capacity);

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 39 di 69</b>

- l'individuazione delle principali soluzioni tecniche di realizzazione di nuovi asset ovvero rinnovo/potenziamento di asset esistenti;
- l'esecuzione di simulazioni di funzionamento della porzione di rete post-intervento.

Nell'ambito della fase di pianificazione degli interventi, gli stessi vengono prioritizzati sulla base di:

- valutazione dei benefici all'utenza anche tramite analisi ACB;
- valutazione preliminare delle autorizzazioni necessarie e di eventuali vincoli locali;
- valutazione di richieste provenienti da stakeholder rilevanti;
- verifica del budget di spesa a disposizione;
- valutazione dell'evoluzione del contesto sociale, ambientale e territoriale in cui gli interventi ricadono;
- valutazione di eventuali indirizzi strategici definiti dai vertici aziendali;

### **7.3. Le modalità di presentazione degli interventi**

In coerenza con le "Linee guida per la predisposizione dell'edizione 2025 dei Piani di Sviluppo" di cui alla delibera 521/2024/R/eel, sono illustrati di seguito i criteri di rappresentazione dei progetti di sviluppo pianificati da INRETE per il quinquennio 2025-29, distinti in base alla tipologia di infrastruttura coinvolta e all'area territoriale servita (area Modena e area Imola).

Più in dettaglio:

- i progetti che riguardano la costruzione di nuove cabine primarie e il rinnovo (parziale o totale) di cabine primarie già esistenti, sono rappresentati singolarmente, distinguendo ciascun asset e progetto;
- i progetti che riguardano la costruzione di nuovi centri satellite e il rinnovo (parziale o totale) di centri satellite già esistenti, sono rappresentati singolarmente, distinguendo ciascun asset e progetto. Nel presente PdS non sono previsti interventi di tale tipologia;
- gli interventi relativi alla realizzazione o al rinnovo di linee in media tensione e di cabine secondarie sono, invece, aggregati per area territoriale, ad eccezione degli interventi dettagliati puntualmente nel capitolo 9;
- lo sviluppo e il rinnovo delle linee in bassa tensione e la realizzazione di nuove prese che comportano un ampliamento/potenziamento di rete sono aggregati per area territoriale;
- gli interventi sui sistemi centrali di telecontrollo e su tutta la componentistica di campo connessa vengono presentati in forma aggregata per entrambe le aree servite.

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 40 di 69</b>

## 7.4. Analisi CBA

### 7.4.1. Stima dei costi di intervento

#### Modalità di stima dei costi di investimento e dei costi operativi

La stima dei costi di intervento è un aspetto cruciale nella pianificazione e nello sviluppo della rete elettrica. Sono state adottate valutazioni basate sui costi storici di opere già realizzate per stimare sia i costi di investimento (CAPEX) che i costi operativi (OPEX). Inoltre, nel Piano vengono identificate diverse categorie elementari di investimento per garantire una gestione efficiente delle risorse.

#### Categorie elementari di investimento e costi unitari

Le stime dei costi di investimento si basano sui costi storici registrati da INRETE per le specifiche tipologie di categorie elementare considerando le nuove realizzazioni e vengono riportati nella tabella sottostante. Per gli interventi complessi, ossia costituiti da più categorie elementari di investimento (nello specifico CP, CS e centri satellite), sono stati inoltre riportati i relativi pesi di ogni categoria sul costo unitario totale.

Intervento	Costo unitario	Categorie elementari	Incidenza %
<b>Cabina Primaria</b>	9.700 k€/CP	Fabbricato	13 %
		Trasformatore AT/MT	25 %
		Sezione AT	27 %
		Sezione MT	27 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	8 %
<b>Cabina Secondaria</b>	105 k€/CS	Fabbricato	40 %
		Sezione elettromeccanica	30 %
		Telecontrolli e smartizzazioni	10 %
		Trasformatore MT/BT	20 %
<b>Linea MT</b>	330 k€/km_cavo	Linea MT in cavo interrato	100%
	120 k€/km_aereo	Linea MT in cavo aereo	100%
<b>Linea BT</b>	145 k€/km_cavo	Linea BT in cavo interrato	100%
	50 k€/km_aereo	Linea BT in cavo aereo	100%

**Tabella 6: costi medi per categoria elementare**

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 41 di 69</b>

È importante sottolineare che tali costi unitari sono da considerarsi come prezzi storici e potrebbero differire anche in misura non trascurabile rispetto ai costi dello specifico intervento. Eventuali cause di scostamento sono dovute, a titolo esemplificativo e non esaustivo, a:

- Tipologia di terreno (roccioso, argilloso, etc.);
- Morfologia del territorio (montano, urbano, etc.);
- Condizioni di antropizzazione (presenza o meno di servizi/interferenze, livello di urbanizzazione, etc.);
- Shortage dei componenti.

Inoltre, l'utilizzo di tali costi non può essere applicato a "opere innovative" per le quali risulterà più appropriato effettuare una stima del costo di investimento in funzione di analisi specifiche svolte ad hoc.

### Costi operativi

Nel presente Piano di Sviluppo saranno considerati i seguenti costi operativi

<b>Intervento</b>	<b>Costo operativo annuo</b>
<b>Cabina Primaria</b>	22.578 €/anno
<b>Centro satellite</b>	
<b>Cabina Secondaria</b>	177 €/anno
<b>Rete AT</b>	466 €/anno/km
<b>Rete MT</b>	658 €/anno/km
<b>Rete BT</b>	95 €/anno/km

**Tabella 7: Costi operativi**

Tali costi sono calcolati a partire dalle informazioni sui consuntivi 2024, si è infatti riscontrato un forte aumento rispetto agli anni precedenti e sarebbe potenzialmente fuorviante utilizzarli come base per la stima. All'interno dei costi sono stati considerati, in modo non esaustivo, gli oneri per sfalci verde, verifiche periodiche impianti antincendio e funi carriponte, pulizia fosse olio e relativo smaltimento, manutenzione cancelli e videocamere, pulizie, manodopera per l'esercizio ed il pronto intervento, materiali per riparazioni e di consumo.

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 42 di 69</b>

#### 7.4.2. I benefici degli interventi

Gli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica vengono valutati attraverso un'analisi costi benefici che ha l'obiettivo di quantificare i benefici attesi rispetto ai costi di investimento previsti. Per la valorizzazione dei benefici associati agli interventi viene utilizzata la metodologia di calcolo definita dalla Del. 112/2025/R/eel del 25 marzo 2025 (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). In particolare, l'analisi costi benefici si pone gli obiettivi di:

- migliorare la trasparenza e la completezza delle informazioni alla base delle analisi tecnico-economiche dei benefici degli interventi di sviluppo per cui si applica l'analisi costi benefici;
- assicurare la consistenza e la solidità delle valutazioni degli interventi effettuate dall'operatore di rete;
- monetizzare, ove fattibile e rilevante, ciascun beneficio associato a ciascun intervento analizzato;
- utilizzare un approccio prudenziale, atto ad evitare eventuali rischi di sovrastima dei benefici;
- promuovere la selettività degli investimenti da parte dell'operatore di rete;
- fornire elementi per l'applicazione di meccanismi di incentivazione selettiva degli investimenti.

La proposta metodologica per il calcolo dei benefici prevede il confronto tra due scenari: uno "senza intervento" (without) e uno "con intervento" (with), calcolando nella maggior parte dei casi il beneficio come differenza tra le grandezze fisiche attese nei due casi, moltiplicata per un coefficiente di valorizzazione economica.

Per ciascuna categoria di beneficio, il calcolo è perciò effettuato in linea generale come:

**Differenziale di quantità fisiche "without - with" x coefficiente di valorizzazione**

$$\Delta Q \times C$$

dove:

- il differenziale di quantità fisiche ( **$\Delta Q$** ) è la variazione attesa di un parametro fisico del sistema elettrico (es. interruzioni evitate, perdite evitate, emissioni evitate) oppure di una quantificazione di azioni dell'operatore evitate;
- il coefficiente di valorizzazione ( **$C$** ) esprime la quantificazione economica dei costi unitari

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 43 di 69</b>

associati a ciascun parametro fisico o azione dell'operatore (unità di misura: €/Q).

Le categorie di beneficio, secondo la Del. 472/2024/R/eel, sono le seguenti:

- a) **BP1** - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore;
- b) **BP2** - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali grazie all'incremento della resilienza della rete a fronte di eventi estremi localizzati quali ad esempio le condizioni definite alle lettere a), b), d) ed dell'articolo 79, comma 8, del TIQD;
- c) **BA3** - riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni ordinarie;
- d) **BP4** - costi evitati attesi, sia diretti sia in termini di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, per azioni di emergenza a seguito di interruzioni nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BP3, incluse la mancata attivazione di gruppi di generazione di emergenza, la riduzione dei costi addizionali di personale e la riduzione dei costi addizionali per l'utilizzo di veicoli di pronto intervento;
- e) **BP5** - riduzione attesa delle interruzioni della produzione di impianti da fonti di energia rinnovabili nelle condizioni di cui ai benefici BP1, BP2 e BP3;
- f) **BP6** - riduzione attesa di buchi di tensione severi;
- g) **BP7** - costi evitati attesi di manutenzione straordinaria post-guasto per effetto dell'intervento;
- h) **BP8** - costi evitati attesi di esercizio e manutenzione su base continuativa quali ad esempio interventi preventivi evitati, taglio piante evitato, riduzione dei consumi idrici dei trasformatori;
- i) **BP9** - nei casi di interventi di interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate, riduzione attesa del costo di produzione dell'energia elettrica e delle emissioni di CO<sub>2</sub> o altri effetti di risparmio determinati dalla sostituzione del vettore energetico;
- j) **BP10** - riduzione (o, con segno negativo, incremento) di emissioni di CO<sub>2</sub> per effetto della variazione attesa delle perdite di rete;
- k) **BA10** - effetti economici diretti della variazione attesa delle perdite di rete, quantificata in termini fisici in coerenza con il beneficio BP10.
- l) **BP11** - effetti, sia in termini di costi evitati diretti sia di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, di riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione;
- m) **BP12** - effetti, sia in termini di costi evitati diretti sia in termini di emissioni evitate di CO<sub>2</sub>, di riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile per effetto di vincoli di corrente dalla rete di distribuzione a valle verso la rete di distribuzione a monte o la

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 44 di 69</b>

rete di trasmissione o di altri vincoli diversi dalla situazione identificata dal beneficio BP11;

- n) **BP13** - effetti di riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia elettrica per effetto di vincoli di rete, con riferimento a cabine primarie o a porzioni di rete in media tensione o a cabine secondarie.

Per alcune categorie di beneficio, quali ad esempio BP4g e BP9g, il coefficiente di valorizzazione esprime invece un differenziale di costo in assenza e in presenza dell'intervento.

Il calcolo di ciascun beneficio è sempre presentato in termini di beneficio annuale (unità di misura: €/anno).

I benefici vengono valorizzati a partire dall'anno successivo alla messa in esercizio di ogni asset oggetto di intervento e considerando una vita utile pari a 25 anni. Costi e benefici vengono poi attualizzati con un tasso di sconto reale del 4%.

Con riferimento alla scelta degli anni studio (detti anche anni cardine), le disposizioni ai sensi dei commi 80.1 e 79.2 del TIQD (Allegato A alla deliberazione 617/2023/R/eel) richiedono di selezionare almeno un anno studio di breve-medio termine (indicativamente tra i 3 e i 6 anni successivi all'anno di predisposizione del piano) e un anno studio di medio-lungo termine (indicativamente tra i 7 e gli 11 anni successivi all'anno di predisposizione del piano)

INRETE ha effettuato le analisi prendendo come anno studio di breve-medio termine il 2030 e come anno di medio-lungo termine il 2040 prevedendo un'interpolazione dei dati negli anni intermedi secondo i criteri:

1. Periodo antecedente al primo anno cardine (2030): il beneficio è costante e pari a quello calcolato al 2030.
2. Periodo tra il primo anno cardine (2030) ed il secondo anno cardine (2040): il beneficio è ottenuto come interpolazione lineare tra quello calcolato con riferimento al 2030 e quello calcolato con riferimento al 2040.
3. Periodo oltre il secondo anno cardine (2040): il beneficio è ipotizzato costante e pari a quello calcolato al 2040.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 45 di 69</b>

Si riporta di seguito per ogni beneficio una breve descrizione dello stesso ed una sintesi dei criteri di applicazione adottati da INRETE.

### **BP1 - Riduzione attesa delle interruzioni per clienti finali in condizioni di ondata di calore**

Il beneficio BP1 valorizza la riduzione delle interruzioni di durata prolungata dovute alla circostanza di guasto multiplo in condizioni di ondata di calore nei quattro mesi di maggio – giugno – luglio – agosto.

Non avendo evidenza di eventi di guasto multiplo attribuiti a “ondata di calore” nel triennio 2022-2024, il beneficio BP1 non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

### **BP2 - Riduzione attesa delle interruzioni a fronte di eventi estremi localizzati**

Il beneficio BP2 valorizza la riduzione delle interruzioni di durata prolungata - a seguito di guasto multiplo e, quando applicabile, di guasto singolo - dovuta a circostanze di eventi estremi diversi dall'ondata di calore, quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, salino, per tutti i mesi dell'anno.

In base alle caratteristiche della rete gestita da INRETE le circostanze di evento estremo più diffuse sono da ricondursi ai fenomeni di precipitazioni nevose in grado di provocare la formazione di manicotti di ghiaccio o neve.

Il beneficio BP2 è calcolato come:

$$BP2 = (PI_{without} * PG_{without} - PI_{with} * PG_{with}) * D_{pee} * VOLL$$

dove:

- **PI<sub>without</sub>** [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore), in assenza dell'intervento;
- **PG<sub>without</sub>** [interruzioni/anno] è il tasso di guasto singolo in condizioni non ordinarie (diverse dall'ondata di calore) per il verificarsi della tipologia di evento estremo in analisi, in assenza dell'intervento;
- **PI<sub>with</sub>** [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- **PG<sub>with</sub>** [interruzioni/anno] è il tasso di guasto singolo in condizioni non ordinarie per il verificarsi della tipologia di evento estremo in analisi, in presenza dell'intervento;

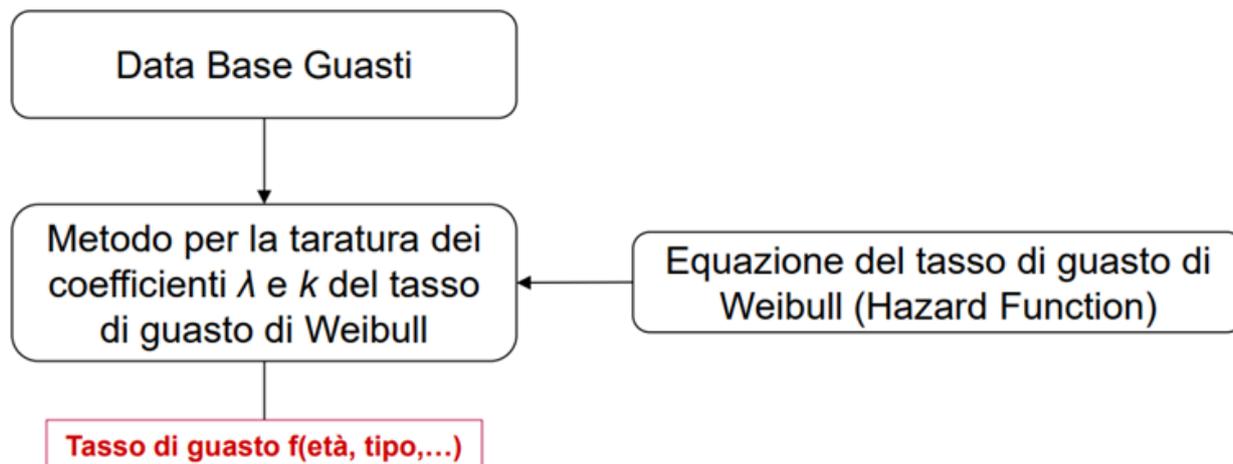
	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 46 di 69</b>

- **Dpee** [h] è la durata media dell'interruzione prolungata in condizioni non ordinarie collegate a eventi (diversi dall'ondata di calore) quali neve/ghiaccio, allagamenti, frane e altri fenomeni legati al dissesto idrogeologico, tempeste di vento, cadute piante fuori fascia, salino;
- **VOLL** [€/kWh] è il Value of Lost Load assunto pari a 27 [€/kWh] come definito da Del. 296/2023/R/EEL.

Il calcolo della potenza interrotta media è stato effettuato mediante aggregazione di profili effettivi di prelievo dai misuratori degli utenti nella porzione di rete oggetto di intervento, riferiti agli anni 2022, 2023 e 2024.

Il calcolo della potenza consumata interrotta media (PI) è effettuato come moltiplicazione della potenza prelevata interrotta media (PP) per un fattore k (ossia,  $PI = PP * k$ ) che esprime il rapporto tra potenza consumata, pari alla somma di potenza prelevata e potenza autoconsumata, e potenza prelevata valutata per ogni singola porzione di rete interessata dall'intervento in esame. Il fattore k, dove possibile, è stato calcolato puntualmente in funzione dell'ambito di impatti di ogni singolo intervento.

Il calcolo del tasso di guasto viene effettuato tramite un'analisi statistica che mette in correlazione i guasti occorsi sulla rete (estratti dal database guasti nel periodo 2017-2021) e l'anno di posa del componente (estratto dalla cartografia gi Gruppo). L'analisi statistica è sviluppata tramite modello di rete costruito nell'ambiente DIGSILENT PowerFactory applicando il modello di Weibull ricavando quindi l'andamento dei tassi di guasto in funzione dell'anno di posa. Storicamente la compilazione delle informazioni sul singolo guasto non prevedeva l'esplicitazione della causa di guasto ma solamente della tipologia di componente (tratta aerea, tratta interrata, cabina secondaria), così come articolato in Delibera 112/2025/R/eel, motivo per cui viene valorizzato un tasso di guasto medio, indipendente dalla causa. INRETE sta implementando delle evolutive di compilazione del database guasti che permetterà di avere un tasso di guasto suddiviso per tipo di evento. Oltre all'analisi statistica è stata eseguita una ricerca di letteratura al fine di individuare limiti inferiori e superiori a cui saturare i tassi di guasto. Sulla base delle informazioni disponibili è stato quindi ricavato un tasso di guasto medio in funzione del tipo oggetto e dell'anno di posa dello stesso.



**Figura 16: Schema metodologico calcolo del tasso di guasto**

La durata media di interruzione in condizioni non ordinarie è calcolata sulla base della durata di ciascuna interruzione registrata nel triennio 2022, 2023 e 2024 nell'area geografica in esame, distinte per origine (MT o BT), considerando le sole interruzioni dovute a causa di forza maggiore FMS (metodo statistico PCP):

<b>2022-2023-2024</b>	<b>Ambito</b>	<b>media-BT</b>	<b>media-MT</b>
condizioni straordinarie: origine BT-MT FMS SP - L	225A	104,057	38,028
	225M	194,934	121,352
	225B	220,588	110,265
	302A	134,150	158,185
	302B	195,324	251,373

**Tabella 8: Durata media Interruzioni in condizioni non ordinarie**

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 48 di 69</b>

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

Il beneficio BA3 valorizza la riduzione delle interruzioni derivanti da tutte le condizioni di guasto singolo per circostanze diverse del beneficio BP2 o di guasto multiplo, purché in condizioni ordinarie, per circostanze diverse dal beneficio BP1 e BP2.

Il beneficio BA3 è calcolato come:

$$BA3 = (PI_{without} * PG_{without} - PI_{with} * PG_{with}) * Dord * VOLL$$

dove:

- **PI<sub>without</sub>** [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento;
- **PG<sub>without</sub>** [interruzioni/anno] è il tasso di guasto in condizioni ordinarie, in assenza dell'intervento;
- **PI<sub>with</sub>** [kW] è la potenza consumata interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- **PG<sub>with</sub>** [interruzioni/anno] è il tasso di guasto in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento;
- **Dord** [h] è la durata media dell'interruzione in condizioni ordinarie;
- **VOLL** [€/kWh] è il Value of Lost Load assunto pari a 27 [€/kWh] come definito da Del. 296/2023/R/EEL.

Il calcolo della potenza interrotta media è stato effettuato mediante aggregazione di profili effettivi di prelievo (o, in generale, scambio) dai misuratori degli utenti nella porzione di rete oggetto di intervento, riferiti agli anni 2022, 2023 e 2024.

Il calcolo della potenza consumata interrotta media (PI) è effettuato come moltiplicazione della potenza prelevata interrotta media (PP) per un fattore k (ossia,  $PI = PP * k$ ) che esprime il rapporto tra potenza consumata, pari alla somma di potenza prelevata e potenza autoconsumata, e potenza prelevata valutata per ogni singola porzione di rete interessata dall'intervento in esame. Il fattore k, dove possibile, è stato calcolato puntualmente in funzione dell'ambito di impatti di ogni singolo intervento.

Il tasso di guasto viene ricavato come descritto nel beneficio precedente.

La durata media di interruzione in condizioni ordinarie e la relativa deviazione standard sono

calcolate sulla base della durata di ciascuna interruzione registrata nel triennio 2022, 2023 e 2024 nell'area geografica in esame, distinte per origine (MT o BT), considerando le sole interruzioni senza preavviso dovute ad altre cause:

2022-2023-2024	Ambito	media-BT	media-MT	deviazione-BT	deviazione-MT
condizioni ordinarie: origine BT-MT AC SP - L+B+T	225A	79,390	18,145	80,720	45,252
	225M	97,369	25,513	96,966	68,107
	225B	110,901	28,049	100,978	72,799
	302A	85,233	14,059	76,917	42,947
	302B	106,263	33,452	98,051	76,029

**Tabella 9: Durata media e deviazione standard Interruzioni 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**

Il beneficio BP4 è composto dagli addendi descritti nel seguito.

#### **Riduzione dei costi diretti per effetto del minore impiego di gruppi elettrogeni (BP4g)**

Il primo addendo esprime i costi diretti sostenuti per l'utilizzo dei generatori di emergenza in caso di guasto (interruzione prolungata) con le seguenti considerazioni:

- il differenziale dell'energia controalimentata in emergenza (without – with) è ottenuto mediante l'utilizzo dei tassi di guasto dell'asset prima e dopo l'intervento moltiplicato per la durata media di utilizzazione dei gruppi di emergenza e la potenza nominale media degli stessi ottenuti attraverso una valutazione specifica dei dati registrati nell'anno 2024;
- in linea di principio, si utilizza un metodo di stima dei costi reali unitari calcolato come media storica dei costi sostenuti da INRETE sul tutto il territorio gestito;
- dal costo medio unitario si sottrae il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato, per cui si utilizza il termine "CPTe", desunto dalle ipotesi di scenario poiché nel caso "in presenza dell'intervento" l'energia sarebbe fornita dal sistema elettrico sulla base dei valori riportati in Delibera 112/2025/E/eel.

$$BP4g = (E_{without} - E_{with}) * (CMU - CPTe)$$

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 50 di 69</b>

### **Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto del minore impiego di gruppi elettrogeni (BP4eg)**

Il secondo addendo esprime il costo emissivo evitato associato alla riduzione della produzione di energia elettrica da generatori di emergenza dovuto alla riduzione delle interruzioni prolungate che conseguentemente comporta un minor utilizzo degli stessi. Tali minori emissioni sono calcolate facendo riferimento al fattore emissivo del gasolio, combustibile utilizzato nei generatori di emergenza, e al rendimento medio equivalente di tali apparati come indicato in Delibera.

$$BP4eg = (E_{without} - E_{with}) * (FE_{ge} - FE_m) * CostoCO2$$

Dove:

- **E<sub>without</sub>** e **E<sub>with</sub>** [kWh] sono determinate con la stessa formulazione del BP4g;
- **FE<sub>ge</sub>** è il fattore di emissione di CO2 tipico di un generatore di emergenza con alimentazione diesel assunto pari a 763 gCO2/kWh come da indicazioni riportate in Delibera 112/2025/E/eel;
- **FE<sub>m</sub>** è il fattore di emissione di CO2 tipico della tecnologia marginale è assunto pari a 361 gCO2/kWh come da indicazioni riportate in Delibera 112/2025/E/eel;
- **CostoCO2** [€/gCO2] valore sociale delle emissioni di CO2 calcolato per interpolazioni negli anni intermedi sulla base dei valori riportati in Delibera 112/2025/E/eel.

### **Riduzione dei costi diretti per effetto della riduzione delle uscite dei veicoli di pronto intervento e ripristino (BP4v)**

La riduzione dei guasti si traduce in una minore necessità di utilizzo di squadre e mezzi di pronto intervento riducendo così i correlati costi diretti.

$$BP4v = (PG_{without} - PG_{with}) * Veicoli_{kmMezzi} P.I. * CostoV$$

dove:

- **(PG<sub>without</sub> - PG<sub>with</sub>)** esprime il differenziale del tasso di guasto calcolato come descritto nel beneficio BA3;
- **Veicoli<sub>kmMezzi</sub> P.I.** =  $N^{\circ}veicoli\ impiegati * Distanza\ media$  [km/intervento];
- **CostoV** [€/km] è il costo economico diretto associato alla movimentazione dei veicoli basato sui costi storici sostenuti da INRETE negli anni 2022, 2023 e 2024.

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 51 di 69</b>

### **Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto della riduzione delle uscite dei veicoli di pronto intervento e ripristino (BP4ev)**

La riduzione dei guasti si traduce in una minore necessità di muovere le squadre e i mezzi di pronto intervento e ricostruzione sul territorio. Questo riduce le esternalità negative legate alle emissioni di CO2.

$$BP4ev = (PGwithout - PGwith) * VeicolikmMezzi P.I. * FECO2 * CostoCO2$$

dove:

- **(PGwithout - PGwith)** esprime il differenziale del tasso di guasto calcolato come descritto nel beneficio BA3;
- **VeicolikmMezzi P.I.** =  $N^{\circ}veicoli\ impiegati * Distanza\ media$  [km/intervento] ed uguale a quello impiegato per il beneficio BP4v;
- **FECO2** fattore di emissione dei veicoli di pronto intervento assunto pari a 243,3 gCO2/km come espresso in Delibera 112/2025/R/eel;
- **CostoCO2** [€/gCO2] valore sociale delle emissioni di CO2 calcolato per interpolazioni negli anni intermedi sulla base dei valori riportati in Delibera 112/2025/E/eel.

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

Il beneficio è calcolato in maniera coerente a quanto descritto in precedenza per ciascuno dei benefici BP1, BP2 e BA3 e assumerà una formulazione coerente alla tipologia di interruzione che determina la mancata produzione.

Ad esempio, per l'interruzione in condizioni ordinarie di cui al beneficio BA3, il BP5 assume la seguente formulazione:

$$BP5o = (PPRODwithout * PGwithout - PPRODwith * PG with) * Dord * CPTe$$

dove:

- **PPRODwithout** [MW] è la potenza prodotta interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie in assenza dell'intervento;
- **PPRODwith** [MW] è la potenza prodotta interrotta media per l'interruzione in esame in condizioni ordinarie, in presenza dell'intervento.

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 52 di 69</b>

Formule analoghe si applicano per gli impatti sulle interruzioni di produzione in condizioni di ondata di calore e altre condizioni straordinarie (BP1 e BP2). Per i benefici associati a tali impatti si utilizzano gli acronimi BP5c (ondata calore) e BP5e (eventi estremi).

Il calcolo della potenza prodotta interrotta media (PPROD) è effettuato a partire dalla potenza prelevata interrotta media (PP) considerando il medesimo fattore k dei benefici BP1, BP2, BA3 come:

$$PPROD = PP * (k-1)$$

### **BP6 - Riduzione attesa di buchi di tensione severi**

Il beneficio è volto a valutare l'impatto delle iniziative inserite nel Piano di Sviluppo rispetto alla mitigazione dei buchi di tensione severi.

Non avendo evidenza di buchi di tensione severi nel triennio 2022-2024, il beneficio BP6 non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

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

La riduzione dei guasti si traduce in una minore necessità di interventi di manutenzione straordinaria per il ripristino della rete e quindi in riduzione dei correlati costi diretti.

Il beneficio BP7 viene calcolato come:

$$BP7 = (Gwithout - Gwith) * CMUguasto$$

dove:

- **(Gwithout - Gwith)** esprime il differenziale del tasso di guasto, così come definito dal parametro  $(PGwithout - PGwith)$  calcolato nel beneficio BP4;
- **CMUguasto** [€/intervento] è il costo di manutenzione straordinaria a seguito di guasto ed include, ad esempio, i costi di ricostruzione, di aggiornamento cartografico, georeferenziazione del giunto, capitalizzazione di costi per strumentazione. Il costo di manutenzione straordinaria post-guasto che sarà utilizzato nell'analisi degli interventi del presente Piano di Sviluppo, stimato sulla base della contabilità industriale con riferimento agli anni 2022-2023-2024.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 53 di 69</b>

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

La realizzazione di interventi di sviluppo e rinnovo della rete comporta in linea generale una ottimizzazione dei costi di esercizio correlati.

Il beneficio BP8 può includere i seguenti costi evitati:

- riduzione dei consumi idrici finalizzati al raffreddamento dei trasformatori;
- taglio piante nella fascia di rispetto delle linee elettriche aeree.

### **Riduzione dei consumi idrici (BP8i)**

Non riscontrando questa casistica nel perimetro di INRETE tale beneficio non viene calcolato.

### **Riduzione dei costi per taglio piante (BP8p)**

La valorizzazione economica dei costi evitati per taglio piante nella fascia di rispetto delle linee elettriche aeree è effettuata secondo la seguente espressione, assumendo che, in presenza dell'intervento di interrimento di linea aerea tale costo sia azzerato:

$$BP8p = L * C$$

dove:

- **L** [km] è la lunghezza della linea oggetto di interrimento;
- **C** [€/km] è il costo sostenuto per il taglio valorizzato sulla base del contratto manutentivo attualmente in uso.

### **BP9 - Interconnessione alla rete di porzioni di rete precedentemente isolate**

Il beneficio valorizza il risparmio dei costi di produzione di energia e la riduzione delle emissioni di CO2 derivanti dall'interconnessione di reti precedentemente isolate con il sistema distributivo gestito dal DSO.

Non esistendo nei territori serviti porzioni di rete isolate, il beneficio BP6 non sarà valorizzato in relazione agli interventi del presente Piano di Sviluppo.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 54 di 69</b>

## **BP10 - Variazione delle emissioni di CO2 per effetto della variazione attesa delle perdite di rete**

La variazione positiva o negativa delle emissioni di CO2 è correlata con la quantificazione delle variazioni delle perdite ed espressa dalla seguente formula:

$$BP10 = \Delta_{perdite} * FEm * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

dove:

- **$\Delta_{perdite}$**  [kWh] è la differenza tra la quantità di energia persa in assenza e in presenza dell'intervento;
- **FEm** definito come al beneficio BP4eg;
- **CostoCO2** definito come al beneficio BP4eg;
- **PrezzoCO2** [€/gCO2] è il prezzo atteso delle quote di emissioni di CO2 nell'ETS Emission Trading System definito in linea con il documento di scenari Snam Terna più recente e ad oggi calcolato per interpolazioni negli anni intermedi sulla base dei valori riportati in Delibera 112/2025/E/eel

Per il calcolo delle perdite per effetto joule viene utilizzato il modello della rete di media tensione costruito nell'ambiente DIGSILENT PowerFactory. Vengono preliminarmente estratti da Telecontrollo: i valori di consumo e produzione per ciascun utente della rete di media tensione, i valori di potenza distribuita da ciascuna linea di media tensione e da ciascuna cabina primaria. Sulla base degli stessi vengono individuate tre giornate di massimo carico e tre giornate di minimo carico della rete. L'analisi si concentra su queste giornate, individuando la giornata di massimo carico e quella di minimo carico maggiormente rappresentativa della porzione di rete oggetto di analisi, al fine di escludere eventuali anomalie e comportamenti non rappresentativi della rete. Per queste due giornate viene eseguito una simulazione di dettaglio del flusso di potenza sulla rete (loadflow) che restituisce in output diversi parametri, tra cui le perdite per effetto joule. L'esecuzione di tali simulazioni nell'istante di massimo e minimo carico e nello stato di fatto e di progetto dell'intervento oggetto di analisi consente di ottenere, tramite il calcolo del valor medio, il differenziale delle perdite per effetto joule.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 55 di 69</b>

### **BA10 - Valorizzazione economica delle perdite di rete**

La valorizzazione economica positiva o negativa delle perdite di rete è espressa secondo la formula seguente:

$$BA10 = \Delta_{perdite} * CPT E$$

dove:

- $\Delta_{perdite}$  [MWh] assume il medesimo valore calcolato per il BP10;
- $CPT E$  è il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato e indicato in precedenza per BP4g;

### **BP11 – Riduzione attesa dei distacchi di energia da fonte rinnovabile per effetto di variazioni di tensione**

Il beneficio BP11 propone la valorizzazione economica e delle emissioni evitate dell'energia prodotta da impianti di produzione da fonti rinnovabili (FER) non immessa, a causa del distacco dell'impianto di produzione per tensioni di rete elevate che avviene tipicamente sulle reti in bassa tensione.

Non avendo evidenza di questa tipologia di criticità sulla rete di distribuzione elettrica di INRETE tale beneficio non viene valorizzato.

### **BP12 – Riduzione attesa della saturazione delle immissioni di energia da fonte rinnovabile**

Il beneficio BP12 valorizza l'energia non immessa in rete dagli impianti di produzione a causa della saturazione degli asset oggetto dell'intervento tenendo in considerazione, negli anni di vita utile dell'intervento, l'aumento della generazione distribuita e l'incremento del carico.

La potenza da fonte rinnovabile connessa è determinata tenendo conto delle ipotesi di scenario relative allo sviluppo della generazione.

Il beneficio BP12 quantifica le possibili saturazioni tenendo conto della logica di sicurezza (sia in logica di sicurezza c.d. N-1, sia in logica di sicurezza N, sulla base dei criteri di pianificazione adottati) su tre tipologie di asset:

- Trasformatore di cabina primaria (BP12t);

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 56 di 69</b>

- Linea/cavo in media tensione (BP12mt);
- Cabina secondaria (BP12cs).

### **Effetto economico diretto (BP12s)**

Confrontando puntualmente la potenza istantanea stimata per l'anno i-esimo con la potenza nominale dell'asset oggetto di intervento, è possibile determinare le ore in cui si verifica la saturazione dello stesso e calcolare l'energia "in overload", che viene utilizzata nella seguente formula:

$$BP12s = \Delta EI_{overload} * CPT E$$

dove:

- $\Delta EI_{overload}$  [MWh] è la sommatoria per tutte le ore dell'anno della potenza eccedente le soglie di massimo carico caratterizzanti l'asset oggetto di intervento calcolata come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento;
- $CPT E$  è il costo variabile medio previsionale del termoelettrico evitato e indicato in precedenza per BP4g.

Le soglie di massimo carico per i trasformatori AT/MT sono espresse in percentuale della potenza nominale e riportate nella seguente tabella.

<b>N° Trasformatori</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
Soglia massimo carico	80%	50% a 65%	65-66%	65-75%

**Tabella 10: soglie di massimo carico per i trasformatori AT/MT**

La soglia di massimo carico per i trasformatori MT/BT è assunta pari al 75% della potenza nominale.

Considerando che una linea MT per sua natura è composta da diversi rami aventi correnti nominali diverse come soglia di massimo carico per ciascuna linea MT si assume il valore calcolato applicando coefficiente di utilizzo del 60% al valore di corrente nominale del ramo più critico anche al fine di garantire la contro alimentazione delle altre linee contraffacciate.

La soglia del massimo carico per i Quadri di MT di Cabina Primaria è stata fissata pari al 90% della corrente nominale in quanto l'impiantistica è installata in luogo protetto, non soggetta a sollecitazioni climatiche, e in considerazione della struttura standard dei quadri utilizzati che consente di spostare i flussi di potenza al suo interno da una semi sbarra all'altra.

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 57 di 69</b>

### **Riduzione delle emissioni di CO2 per effetto dei minori vincoli all'immissione (BP12e)**

La maggiore integrazione di produzione da FER, oltre al beneficio economico, produce un impatto positivo in termini di emissioni evitate. La quantificazione del BP12e si basa sulla stima dell'energia non prodotta dal sistema termoelettrico nazionale in quanto sostituita da FER grazie all'intervento.

La formula è:

$$BP12e = \Delta EI_{overload} * FEm * (CostoCO2 - PrezzoCO2)$$

dove:

- **$\Delta EI_{overload}$**  [kWh] ha il significato indicato in precedenza per BP12;
- **$FEm$**  ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- **$CostoCO2$**  ha il significato indicato in precedenza per BP4eg;
- **$PrezzoCO2$**  ha il significato indicato in precedenza per BP10.

### **BP13 - Riduzione attesa della saturazione dei prelievi di energia**

Il beneficio BP13 valorizza l'energia non prelevata dagli impianti di consumo a causa della saturazione in prelievo degli asset impattati dall'intervento in analisi.

La possibile saturazione degli asset è valutata considerando l'aumento della generazione distribuita e del carico.

Il beneficio BP13 quantifica le possibili saturazioni in tre tipologie di asset:

- Trasformatore di cabina primaria (BP13t);
- Linea/cavo in media tensione (BP13mt);
- Cabina secondaria (BP13cs).

Confrontando puntualmente la potenza oraria stimata con la soglia di potenza per l'asset oggetto di intervento, è possibile determinare le ore in cui si verifica la saturazione dello stesso e calcolare l'energia "in overload", che viene utilizzata nella seguente formula:

$$BP13 = \Delta EP_{overload} * VFLEX$$

dove:

- **$\Delta EP_{overload}$**  [MWh] è la sommatoria per tutte le ore dell'anno della potenza eccedente le

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 58 di 69</b>

soglie di massimo carico caratterizzanti l'asset oggetto di intervento calcolata come differenziale tra il caso in assenza dell'intervento e il caso in presenza dell'intervento;

- **VFLEX** [€/MWh] è il Value of Flexibility, pari a 4.000 [€/MWh] come riportato in Delibera 112/2025/E/eel.

Viene preso a riferimento l'anno 2024 per definire il dato storico di partenza dell'asset oggetto di intervento; a tali curve sono poi applicate le stime di crescita attesa del carico e della generazione negli anni di vita utile dell'intervento. A seconda di quali dati sono disponibili le misure utilizzate possono essere:

- Misure orarie al primario per i trasformatori delle cabine primarie e dei Centri Satellite (BP13t);
- Misure orarie in uscita da CP/CS per linee in media tensione (BP13mt);
- Misure quart'orarie dei POD, integrate con stime per i POD non dotati di misuratori 2G, per cabine secondarie (BP13cs).

A partire dalla curva di carico attesa vengono identificati gli intervalli temporali (in termini di ore annue) di "overload" nei quali l'energia supera la soglia di massimo carico.

Le soglie adottate per ogni asset sono le medesime del beneficio BP12.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 59 di 69</b>

## 8. Le esigenze di sviluppo

### 8.1. Condizioni ordinarie

Come riportato nei capitoli precedenti nello stato di fatto della rete non si evincono particolari condizioni di criticità nella gestione ordinaria della stessa alle condizioni attuali.

Sulla base delle informazioni esposte nel capitolo 6 e nel documento Allegato d. che ci mostrano evidenze di richieste di connessione sempre crescenti sia in termini di numerosità che di potenza della singola connessione, e di aumenti attesi di fabbisogno di potenza nei territori unitamente allo sviluppo atteso dei punti di ricarica elettrica nel breve-medio periodo, INRETE sta lavorando per dotarsi di strumenti di previsione al fine di comprendere il prima possibile le potenziali criticità che si potranno manifestare sulla rete nei prossimi decenni.

Per far fronte alle attese esposte nello scenario risulta necessario aumentare il numero degli impianti primari connessi alla RTN, attività già in corso, al fine di ridurre la lunghezza delle linee e il numero di clienti critici (potenza di connessione > 4 MW) connessi su linee contraffacciate o su medesime sbarre di cabina primaria.

Tale esigenza è sicuramente diffusa e non esclusiva di INRETE; pertanto, le attese di potenziamento devono confrontarsi con le capacità del TSO a soddisfare le numerose richieste che sicuramente stanno pervenendo.

In merito alla continuità del servizio non vi sono situazioni oggettivamente difficili, grazie anche ai numerosi interventi di resilienza realizzati o di prossima realizzazione.

In ottica prospettica, data le richieste di potenza elevate concentrate su alcuni PoD che rendono complicata la controalimentazione delle linee MT a cui essi sono sottesi, occorrerà prevedere un aumento della portata nominale delle reti, in particolare dei feeder d'interconnessione tra le differenti CP e anche con i Centri Satellite, oltre a mutuare tale soluzione anche tra le cabine primarie dell'area appenninica.

Per quanto concerne la qualità della tensione della rete di distribuzione, ad oggi il livello è molto buono e non si registrano problemi né per quanto riguarda i cosiddetti "buchi di tensione" né reclami fondati in merito a violazioni dei livelli di tensione salvo esigui casi fisiologici sulla tensione nominale di fornitura in bassa tensione.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 60 di 69</b>

## 8.2. Condizioni di emergenza

Al fine di valutare la robustezza della rete in gestione sono state simulate anche condizioni di disservizio per ciascuna area.

le condizioni di disservizio analizzato sono state le seguenti:

1. Guasto o messa fuori servizio di una linea MT con percentuale di utilizzo critico o con utenti con potenza impegnata critica;
2. Guasto o messa fuori servizio trasformatore AT/MT
3. Indisponibilità dell'alimentazione AT dell'intera cabina primaria
4. Guasto o messa fuori servizio di linea AT
5. Indisponibilità della generazione fotovoltaica
6. Indisponibilità della generazione sincrona
7. Indisponibilità della generazione fotovoltaica e della generazione sincrona

Il punto 1 rappresenta la tipologia di disservizio più frequente per la rete MT. In linea generale, essendo la rete strutturata in modo da poter gestire tali evenienze sia con operazioni di telecomando che tramite contro-alimentazione si può concludere che su tutto il territorio non si ravvisano criticità collegabili a tale tipologia di disservizio.

Il punto 2 pur rappresentando un guasto intrinsecamente critico non costituisce un elemento di criticità per la rete di distribuzione su tutto il territorio grazie alla ridondanza dei trasformatori AT/MT nelle cabine primarie, spesso dotati della possibilità di passare dal funzionamento ONAN a quello ONAF.

Il punto 3 e il punto 4 rappresentano sicuramente la tipologia di guasto potenzialmente più gravosa e di complessa gestione i cui effetti sono mitigabili tramite manovre di esercizio sulla rete di media tensione atte a convogliare i flussi di potenza sulle altre cabine primarie in prima istanza tramite i centri satellite e i feeder d'interconnessione tra gli impianti.

Simulando tale disservizio nelle condizioni peggiori, ovvero nel momento di massimo carico, e limitando le manovre di rete alla gestione dei soli interruttori telecomandati delle cabine primarie e/o dei centri satellite, gli effetti del disservizio sarebbero completamente mitigati nel caso in cui il guasto non coinvolga le CP con maggior carico; alcune criticità si potrebbero mostrare in modo crescente al crescere del carico e del numero delle CP coinvolte nel guasto.

 <b>INRETE</b> DISTRIBUZIONE ENERGIA	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 61 di 69</b>

I punti 5,6 e 7 per il momento non rappresentano delle criticità per l'esercizio della rete confermato dalle simulazioni fatte in condizioni di massimo carico nelle quali non si è tenuto conto della generazione distribuita per porsi nella condizione peggiore di esercizio.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 62 di 69</b>

## 9. Interventi pianificati

### 9.1. Interventi su impianti e reti AT e in Cabina Primaria

#### 9.1.1. Costruzione di nuove cabine di trasformazione primarie

INRETE prevede, in base al piano industriale, il completamento e la messa in servizio delle seguenti quattro Cabine Primarie AT/MT:

**La cabina primaria di Madonna Baldaccini**, sita nel Comune di Pavullo nel Frignano (MO), avrà il compito di alimentare il comparto industriale di Sant'Antonio di Pavullo, consentendo inoltre una migliore gestione della rete MT in abbinamento alle CP dell'area appenninica Pavullo, Strettara e S. Michele, anche in condizione di criticità.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_001.

**La cabina primaria di Cittanova** avrà il compito di alimentare il nuovo comparto logistico adiacente allo scalo merci ferroviario e gli aumenti dei fabbisogni energetici della zona di Modena Ovest, consentendo una più razionale gestione della rete MT in abbinamento alle CP Hera Modena Ovest e HERA Modena Nord, anche in condizione di criticità.

Si segnala che, a causa di ritardi preannunciati dal TSO nel collegamento dell'impianto alla RTN, ha subito una riprogrammazione in base alle ultime stime dei tempi di allacciamento. Tale riprogrammazione è riportata nei documenti allegati.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_002.

**La cabina primaria di Savignano** sita nel comune di Savignano sul Panaro (MO), avrà il compito di alimentare Polo industriale nell'hinterland tra i comuni di Savignano s/P, Spilamberto e Vignola e gli aumenti dei fabbisogni energetici dei relativi comuni, consentendo una più razionale gestione della rete MT in abbinamento alle CP HERA Vignola e HERA Spilamberto, anche in condizione di criticità.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite  da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 63 di 69</b>

d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_003.

**La cabina primaria Volta** sita nel comune di Imola (BO), avrà il compito di alimentare il Polo industriale nell'hinterland tra i comuni di Imola (BO), Mordano (BO) e Massa Lombarda (RA) e gli aumenti dei fabbisogni energetici dei relativi comuni, consentendo una più razionale gestione della rete MT in abbinamento alle CP dell'intera Area Imolese, anche in condizione di criticità.

Sarà inoltre necessaria per supportare la cabina primaria Selice nel soddisfare le richieste di connessione da FER nell'area sopra riportata.

Si segnala che, a causa di ritardi preannunciati dal TSO nel collegamento dell'impianto alla RTN, ha subito una riprogrammazione in base alle ultime stime dei tempi di allacciamento. Tale riprogrammazione è riportata nei documenti allegati.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_004.

### **9.1.2. Costruzione di nuove reti in alta tensione**

Nell'ambito del Piano di Sviluppo impianti 2025-2029 non è prevista la realizzazione di reti in Alta Tensione.

Si riporta, per completezza di analisi, le reti di Alta Tensione di cui è prevedibile la realizzazione finalizzata alla connessione delle cabine primarie di cui al paragrafo precedente, ma il cui onere è in capo al TSO.

**L'allacciamento della CP M. Baldaccini alla RTN** sarà realizzato mediante la costruzione di una nuova linea aerea in doppia terna per circa 1,5 km sulla linea AT 132 kV HERA Pavullo - Sassuolo (linea 655).

Data attesa di entrata in servizio: prima metà del 2026.

**L'allacciamento della CP Cittanova alla RTN** sarà realizzato mediante la costruzione di una nuova linea in soluzione entra-esce per circa 1,5 km sulla linea AT 132 kV HERA Modena Ovest - Rubiera (linea 176).

Data attesa di entrata in servizio: prima metà del 2028.

**L'allacciamento della CP Savignano alla RTN** sarà realizzato mediante la costruzione di

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 64 di 69</b>

una nuova linea in soluzione entra-esce per circa 0,05 km sulla linea AT 132 kV Monteveglio – HERA Vignola (linea 749).

Data attesa di entrata in servizio: prima metà del 2028.

**L'allacciamento della CP Volta alla RTN** sarà realizzato mediante la costruzione di una nuova linea in soluzione entra-esce per circa 2 km sulla linea AT 132 kV di TERNA.

Data attesa di entrata in servizio: prima metà del 2029.

### **9.1.3. Ampliamento/sostituzione sezione trasformazione AT/MT**

A seguito del forte aumento di richieste di connessione in prelievo ed in immissione, sono state previste le sostituzioni delle sezioni di trasformazione AT/MT delle Cabine Primarie denominate “Selice” e “Ortignola”

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato “a”, nelle relative schede d'intervento rintracciabili rispettivamente ai codici INRETE\_PdS\_2023\_005 e INRETE\_PdS\_2023\_006.

### **9.1.4. Compensazione dell'energia reattiva**

A seguito delle evoluzioni del sistema elettrico nazionale e della necessità di migliorare la resilienza e la qualità del sistema elettrico, sono in corso degli sviluppi della gestione dei flussi di energia reattiva in rete non più incentrati ai soli in prelievo, ma anche in immissione. Questo avrà l'obiettivo di migliorare il dispacciamento di rete e la qualità della tensione sulla medesima.

Tra le principali iniziative previste vi è lo studio di un sistema avanzato di rifasamento con tecnologia STATCOM (*Static Synchronous Compensator*) da installarsi nelle cabine primarie a seconda delle esigenze del TSO (rete di trasmissione nazionale).

Alla data attuale gli studi condotti non hanno evidenziato criticità nei livelli di energia reattiva nelle aree gestite da INRETE. Di conseguenza, investimenti puntuali su tale aspetto sono stati rinviati. Permane un monitoraggio periodico di tale aspetto al fine di intercettare tempestivamente eventuali mutate esigenze di gestione dei flussi di potenza in rete che, unitamente a sviluppi regolatori ampiamente discussi e attesi, possano richiedere una rivisitazione degli approcci ad oggi consolidati.

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 65 di 69</b>

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_007.

#### **9.1.5. Sistemi di messa a terra del neutro in cabina primaria**

La messa a terra del neutro nelle cabine primarie consente di ridurre le correnti di guasto a terra di tipo capacitivo sulla rete di distribuzione a seguito di guasti salvaguardando durante questi eventi sia gli impianti che, soprattutto, consentendo una semplificazione degli impianti di terra degli utenti sottesi alla cabina primaria dotata di tale sistema. Inoltre il sistema di messa a terra del neutro tramite bobina di Petersen abilita l'utilizzo di sistemi automatici di rete volti a ridurre il numero di utenti disalimentati e a eliminare gli effetti di guasti a terra di tipo transitorio.

**La cabina primaria di HERA Ortignola**, situata in via G. Di Vittorio ad Imola (BO), sarà dotata di un sistema di messa a terra del Neutro MT attraverso compensazione con Bobina di Petersen mobile.

L'intervento è stato posticipato a seguito delle necessità di aumentare la Hosting Capacity della rete e favorire l'elettrificazione dei consumi che ha indirizzato la scrivente a dare priorità di esecuzione agli interventi, previsti nel presente piano di sviluppo, di rinnovo del quadro di media tensione e di sostituzione dei trasformatori AT/MT della medesima CP.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_008.

**La cabina primaria di HERA Modena Nord**, situata in Strada Sant'Anna a Modena (MO), sarà dotata di un sistema di messa a terra del Neutro MT attraverso compensazione con Bobina di Petersen mobile.

Le opere edili sono già state realizzate, i valori riportati si riferiscono pertanto alla realizzazione propria del sistema.

La programmazione di tale intervento è stata anticipata al fine di cogliere rapidamente le opportunità derivanti dalla disponibilità in esercizio del nuovo quadro di distribuzione.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 66 di 69</b>

d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_009.

### **9.1.6. Rinnovo quadri di media tensione**

Il quadro di media tensione della cabina primaria di HERA Modena Nord, situata in Strada Sant'Anna a Modena (MO), è stato completamente rinnovato passando dalla tipologia "in aria" a quella "blindata" (categoria di perdita di continuità di servizio LSC2B – PM), aumentando il numero di celle disponibili e garantendo una portata in corrente maggiore per agevolare l'hosting capacity della rete.

Hanno fatto parte del rinnovo anche le predisposizioni necessarie per mantenere in esercizio la cabina primaria nel corso dei lavori, i rinforzi strutturali dell'edificio quadri e le attività di messa in sicurezza e sostituzione delle parti terminali delle linee afferenti alla cabina primaria.

L'intervento si è concluso a fine 2024.

Le informazioni di dettaglio sono contenute nell'allegato "a", nella relativa scheda d'intervento rintracciabile al codice INRETE\_PdS\_2023\_010.

## **9.2. Interventi sulla rete**

### **9.2.1. Interventi sulla rete MT**

La rete di media tensione è influenzata nel suo sviluppo da molte variabili esterne ad INRETE, che ne determinano talvolta necessità di riprogrammazione dello sviluppo pianificato.

Con l'utilizzo di modelli di rete e di scenari prospettici la scrivente si pone l'obiettivo di individuare anticipatamente le esigenze del territorio e identificare i migliori interventi atti al soddisfacimento delle stesse.

Gli interventi ad oggi identificati sono riportati con specifico codice negli allegati "a" e "b".

In coerenza con quanto già riportato, tutti gli interventi sono e saranno soggetti a modifiche dettate dalle circostanze esterne legate, a titolo esemplificativo, alle richieste di connessione e agli sviluppi territoriali.

### **9.2.2. Interventi sulla rete BT**

Il presente piano non individua specifici interventi sulla rete in bassa tensione evolvendosi

	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 67 di 69</b>

la stessa in base alle richieste di elettrificazione delle aree. L'azienda si opererà per evolvere gli strumenti pianificatori in uso al fine di poter gradualmente gestire ed evolvere la rete di bassa tensione con modalità e strumenti coerenti a quanto in uso per la rete di media tensione.

### 9.3. Investimenti PNRR

INRETE è risultata aggiudicataria dei bandi PNRR finanziati dall'Unione Europea – NextGenerationEU:

- Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione Ecologica” Componente 2 “Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile” Ambito di Intervento/misura 2 “Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete” – Investimento 2.1 “Rafforzamento Smart Grid” (M2C2.2.1).
- Missione 2 “Rivoluzione verde e Transizione Ecologica” Componente 2 “Energie Rinnovabili, idrogeno, rete e mobilità sostenibile” Ambito di Intervento/misura 2 “Potenziare e digitalizzare le infrastrutture di rete” – Investimento 2.2 “Interventi per aumentare la resilienza della rete elettrica” (M2C2.2.2)

Si riportano nei paragrafi seguenti i singoli interventi e la loro pianificazione economica come da documentazione inviata in sede di partecipazione al bando.

#### 9.3.1. Rafforzamento smart grid (M2C2.2.1)

Con Decreto Direttoriale del 23/12/2022 è stato approvato il finanziamento del progetto INRETE SG-INR-021 denominato “**Smart Grid INRETE\_PNRR**” che prevede un finanziamento di € 16.497.655,60 di cui € 6.932.655,60 per l'incremento della hosting capacity e 9.565.000,00 per l'elettrificazione dei consumi.

Gli interventi oggetto del bando sono i seguenti:

- **Rinnovo del quadro di media tensione** in aria avente la portata delle sbarre da 1600 A della **cabina primaria Modena Nord** sita nel comune di Modena con nuovo quadro blindato avente la portata delle sbarre di 1900 A. Contestualmente verrà anche incrementato il numero di celle disponibili che passa dalle attuali 29 a 37.

L'intervento ha lo scopo di consentire un aumento della potenza elettrica trasferibile nella rete del TSO e quindi ad aumentare la HC disponibile nell'area modenese

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 68 di 69</b>

- **Sostituzione di due trasformatori AT/MT** da 30 MVA ONAN della CP denominata “**Ortignola**” sita nel comune di Imola con nuovi trasformatori da 40/50 MVA ONAN/ONAF. Tale intervento è finalizzato a consentire un aumento della potenza elettrica trasferibile nella rete del TSO e quindi ad aumentare la HC disponibile nell’area imolese.

- **Realizzazione di una nuova cabina primaria AT/MT** nel comune di Pavullo nel Frignano che consentirà di:

- soddisfare le future richieste di potenza dell’area industriale in fase di sviluppo;
- soddisfare i maggiori fabbisogni energetici delle utenze preesistenti, contribuendo al processo di transizione energetica delle stesse;
- sopperire ad eventuali fuori servizio di altre CP, garantendo una maggior affidabilità della rete di Distribuzione e quindi una miglior continuità del Servizio;
- ridurre la distanza tra il nodo di distribuzione dell’energia elettrica e i carichi rilevanti del polo produttivo con conseguente miglioramento della qualità del Servizio;

La realizzazione di questo importante investimento garantirà quindi una più efficiente gestione di tutte le forniture, ivi comprese le attese comunità energetiche che si svilupperanno nell’area e che potranno avere negli impianti primari un nodo di riferimento e di scambio dell’energia prodotta e/o prelevata.

- **Sostituzione di 60 trasformatori MT/BT** da 200kVA, 250kVA e 315kVA in varie Cabine secondarie site nei comuni di Bagnara Di Romagna (RA) – Imola (BO) – Lama Mocogno (MO) – Massa Lombarda (RA) – Modena (MO) – Montecreto (MO) – Montese (MO) – Mordano (BO) – Savignano Sul Panaro (MO) – Sestola (MO) – Vignola (MO) con nuovi trasformatori MT/BT da 400kVA.

Tale intervento è finalizzato a consentire un aumento della potenza elettrica trasferibile dal livello di tensione BT al livello di tensione MT nella rete del DSO e quindi ad aumentare la HC disponibile nelle aree di pertinenza delle varie cabine secondarie di distribuzione.

Il piano investimenti associato al bando per il periodo 2023-2026 è rappresentato nella tabella sottostante:

<b>BANDO</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>
M2C2.2.1	3.565,28 k€	8.054,54 k€	4.268,35 k€	372,07 k€

**Tabella 11: Piano Investimenti Smart Grid INRETE\_PNRR**

 <b>INRETE</b> <small>DISTRIBUZIONE ENERGIA</small>	<b>Piano per lo sviluppo delle reti elettriche gestite da INRETE Distribuzione Energia S.p.A.</b>		
	<b>REV. 1</b>	<b>Giugno 2025</b>	<b>PAG. 69 di 69</b>

### 9.3.2. Resilienza INRETE\_PNRR (M2C2.2.2)

Con Decreto Direttoriale del 16/12/2022 è stato approvato il finanziamento del progetto INRETE RED-INR-001 denominato “**RESILIENZA INRETE\_PNRR**” che prevede un finanziamento di € 2.610.506,20.

Il piano investimenti associato al bando per il periodo 2023-2026 è rappresentato nella tabella sottostante:

<b>BANDO</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>
M2C2.2.2	671,22 k€	986,58 k€	808,65 k€	144,05 k€

**Tabella 12: Piano Investimenti RESILIENZA INRETE\_PNRR**

Più in dettaglio il piano è suddiviso sui seguenti interventi:

<b>Denominazione linea MT</b>	<b>Comune di riferimento</b>	<b>CP di Riferimento</b>	<b>Lunghezza intervento</b>	<b>Tipologia costruttiva</b>
CasolaCan_1	Imola (BO)	CP Ortignola	766 m	cavo aereo
CasolaCan_2	Imola (BO)	CP Ortignola	1.479 m	cavo aereo
CasolaCan_3	Imola (BO)	CP Ortignola	2.350 m	cavo aereo
Marano_2	Pavullo (MO)	CP Pavullo	138 m	cavo aereo
S. Prospero_1	Imola (BO)	CP Laguna	210 m	cavo aereo
S. Prospero_2	Imola (BO)	CP Laguna	895 m	cavo aereo
Lame_1	Zocca (MO)	CP Pavullo	299 m	cavo aereo
Lame_2	Zocca (MO)	CP Pavullo	757 m	cavo aereo
Montec_1	Imola (BO)	CP Ortignola	1.087 m	cavo aereo
Montec_3	Imola (BO)	CP Ortignola	2.576 m	cavo aereo
Pontic_1	Imola (BO)	CP Ortignola	1.023 m	cavo aereo
Verde_1	Imola (BO)	CP Laguna	595 m	cavo aereo
Bagnara_1	Mordano (BO)	CP Trebeghino	675 m	cavo aereo

**Tabella 13: Elenco Interventi progetto RESILIENZA INRETE\_PNRR**

## 10. Allegati PdS

- a) Schede interventi;
- b) Riepilogo interventi (in formato Excel);
- c) Linee guida per lo sviluppo di scenari energetici di distribuzione elettrica;
- d) Documento di Scenario Energetico Territoriale rev. Marzo 2025;
- e) Esiti della consultazione pubblica.